

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

AMANDA LOUREIRO NASCIMENTO

**AVALIAÇÃO DO USO DE CÉLULA A COMBUSTÍVEL
COMO FONTE SECUNDÁRIA DE ENERGIA EM SISTEMA
HÍBRIDO COM ARRANJO FOTOVOLTAICO**

VITÓRIA
2017

AMANDA LOUREIRO NASCIMENTO

**AVALIAÇÃO DO USO DE CÉLULA A COMBUSTÍVEL
COMO FONTE SECUNDÁRIA DE ENERGIA EM SISTEMA
HÍBRIDO COM ARRANJO FOTOVOLTAICO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Profa. Dra. Jussara Farias Fardin.

Coorientador: Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação.

VITÓRIA
2017

Dados Internacionais de Catalogação-na-publicação (CIP)
(Biblioteca Setorial Tecnológica,
Universidade Federal do Espírito Santo, ES, Brasil)

N244a Nascimento, Amanda Loureiro, 1990-
Avaliação do uso de célula a combustível como fonte secundária
de energia em sistema híbrido com arranjo fotovoltaico / Amanda
Loureiro Nascimento. – 2017.
140 f. : il.

Orientador: Jussara Farias Fardin.

Coorientador: Lucas Frizera Encarnação.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade
Federal do Espírito Santo, Centro Tecnológico.

1. Células à combustível. 2. Sistemas híbridos. 3. Células a
combustível a membrana trocadora de prótons (PEMFC). 4.
Sistemas de energia fotovoltaica. 5. PSCAD (Programa de
computador). I. Fardin, Jussara Farias. II. Encarnação, Lucas Frizera.
III. Universidade Federal do Espírito Santo. Centro Tecnológico. IV.
Título.

CDU: 621.3

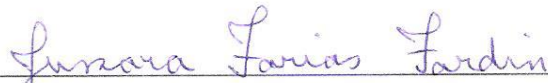
AMANDA LOUREIRO NASCIMENTO

AVALIAÇÃO DO USO DE CÉLULA A COMBUSTÍVEL COMO FONTE SECUNDÁRIA DE ENERGIA EM SISTEMA HÍBRIDO COM ARRANJO FOTOVOLTAICO

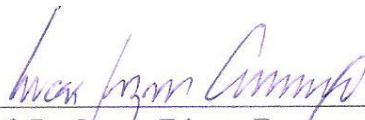
Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 12 de setembro de 2017.

COMISSÃO EXAMINADORA



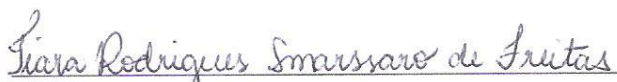
Prof.^a Dr.^a Jussara Farias Fardin
Universidade Federal do Espírito Santo
Orientadora



Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação
Universidade Federal do Espírito Santo
Coorientador



Prof. Dr. Clainer Bravin Donadel
Instituto Federal do Espírito Santo
Examinador



Prof.^a Dr.^a Tiara Rodrigues Smarssaro de Freitas
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinadora

AGRADECIMENTOS

A Deus, por sempre estar presente na minha vida, trazendo sempre a calma para o meu coração nos momentos difíceis.

A minha família, em especial aos meus pais, Silvano e Regina, por terem me ensinado a ter coragem e sempre batalhar pelo que quero. A minha irmã, Alícia, pela compreensão e carinho de todos os dias.

A minha orientadora Jussara Farias Fardin e ao meu coorientador Lucas Frizera Encarnação pelos votos de confiança, por todas as contribuições, pelo tempo disponibilizado e pela atenção.

Aos professores da graduação e do mestrado, em especial: Domingos Sávio Lyrio Simonetti, José Luiz de Freitas Vieira e Evandro Ottoni Teatini Salles, pelos conhecimentos e conselhos dados a mim.

Aos colegas do mestrado, agradeço pelos momentos de descontração no LEPAC e pelas soluções apresentadas a mim sempre que surgiu algum problema. Obrigada pelo companheirismo.

Ao PPGEE, pela oportunidade e à FAPES, pelo apoio financeiro, sem os quais a conclusão deste mestrado não seria possível.

RESUMO

A dissertação propõe a modelagem de um sistema híbrido isolado composto por arranjo fotovoltaico e conjunto de células a combustível do tipo membrana trocadora de prótons utilizando o *software* PSCAD. O texto traz a revisão dos principais conceitos relativos à energia fotovoltaica e à célula a combustível, além de apresentar trabalhos relacionados ao tema que motivaram a realização desse estudo. O módulo fotovoltaico é modelado a partir de folha de dados fornecida pelo fabricante, enquanto que a célula a combustível tem seu modelo baseado em estudo realizado anteriormente. Para garantir a potência do sistema, são feitas associações série-paralelo dos módulos fotovoltaicos e das células a combustível. A modelagem do sistema híbrido, que inclui inversores, conversor *buck* e filtros LCL, assim como o controle utilizado são apresentados de forma detalhada. As fontes atuam em conjunto para suprir as cargas no sistema isolado. Entretanto, o conjunto de células a combustível somente produz potência ativa quando o arranjo fotovoltaico é incapaz de suprir a demanda total, com exceção da partida do sistema. Por se tratar de sistema isolado e pela fonte solar fotovoltaica ter a característica de fonte intermitente, a referência dos sistemas de controle advém do conjunto de PEMFCs. O objetivo das simulações é verificar a dinâmica de funcionamento do sistema isolado mediante variações de radiação solar e de carga.

Palavras-chave: Célula a combustível. Arranjo fotovoltaico. PEMFC. PSCAD. Sistema híbrido.

ABSTRACT

This dissertation proposes the modeling of a stand-alone hybrid system, composed of photovoltaic plant and proton exchange membrane fuel cell using PSCAD software. The text presents a review about key concepts related to photovoltaic energy and fuel cells, besides of presenting work related that motivates the accomplishment of this study. The photovoltaic module is modeled from a datasheet provided by the manufacturer, while the fuel cell has its model based on an earlier study. To guarantee the amount of power necessary to the system, series-parallel associations of photovoltaic modules and of fuel cells are made. The modeling of the hybrid system, that include inverters, buck converter and LCL filters, as well the strategy of control used are presented in details. The sources supply the loads in the stand-alone hybrid system. However, the fuel cell's subsystem only provide power when the photovoltaic subsystem are not able to supply the energy demand. Because the system is isolated and the photovoltaic source has the characteristic of being intermittent, the reference for the control strategy arise from the fuel cell's subsystem. The simulations are executed in order to verify the dynamic functioning of the stand-alone hybrid system through solar radiation and load changes.

Keywords: Fuel cell. PV system. PEMFC. PSCAD. Hybrid system.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Capacidade instalada acumulada nos dez maiores mercados em 2016.....	25
Figura 2.2 – Influência da variação da radiação solar na curva característica de uma célula fotovoltaica de silício cristalino a 25°C.....	28
Figura 2.3 – Influência da variação da temperatura da célula na curva característica de uma célula fotovoltaica de silício cristalino a 25°C	28
Figura 2.4 – Modelo de circuito equivalente para célula solar com um diodo.....	29
Figura 2.5 – Funcionamento do algoritmo de P&O na curva P_xV de um módulo genérico ..	32
Figura 2.6 – Fluxograma do algoritmo P&O.....	33
Figura 2.7 – Funcionamento do algoritmo CondInc na curva P_xV de um módulo genérico .	34
Figura 2.8 – Fluxograma do algoritmo CondInc	35
Figura 2.9 – Bloco de fonte solar fotovoltaica no PSCAD.....	36
Figura 2.10 – Curva I_xV do módulo fotovoltaico LDK 230P-20.....	37
Figura 2.11 – Curva P_xV do módulo fotovoltaico LDK 230P-20.....	37
Figura 2.12 – Comparativo das curvas características (a) I_xV e (b) P_xV reais com as obtidas no modelo do PSCAD para irradiação solar igual a 200 W/m ² e temperatura ambiente igual a 25 °C	38
Figura 2.13 – Comparativo das curvas características (a) I_xV e (b) P_xV reais com as obtidas no modelo do PSCAD para irradiação solar igual a 400 W/m ² e temperatura ambiente igual a 25 °C	38
Figura 2.14 – Comparativo das curvas características (a) I_xV e (b) P_xV reais com as obtidas no modelo do PSCAD para irradiação solar igual a 600 W/m ² e temperatura ambiente igual a 25 °C	38
Figura 2.15 – Comparativo das curvas características (a) I_xV e (b) P_xV reais com as obtidas no modelo do PSCAD para irradiação solar igual a 800 W/m ² e temperatura ambiente igual a 25 °C	39
Figura 2.16 – Comparativo das curvas características (a) I_xV e (b) P_xV reais com as obtidas no modelo do PSCAD para irradiação solar igual a 1000 W/m ² e temperatura ambiente igual a 25 °C	39
Figura 3.1– Esquemático de uma célula a combustível a hidrogênio	44
Figura 3.2 – Curva característica de uma CaC genérica.....	50
Figura 3.3 – Dupla camada eletroquímica na superfície do catodo de uma CaC.....	51

Figura 3.4 – Classificação dos sistemas de armazenamento de energia elétrica de acordo com a forma de energia.....	53
Figura 3.5 – Diagrama de blocos do modelo elétrico em PSCAD	54
Figura 3.6 – Circuito equivalente para o potencial interno E da PEMFC	55
Figura 3.7 – Circuito equivalente para representação das perdas considerando o efeito da dupla camada eletroquímica	56
Figura 3.8 – Circuito equivalente para representação do comportamento termodinâmico da PEMFC	57
Figura 3.9 – Comparação entre dados experimentais e modelo em PSCAD/EMTDC para curva $V \times I$ da PEMFC SR-12 500-W	59
Figura 3.10 – Comparação entre dados experimentais e modelo em PSCAD/EMTDC para curva $P \times I$ da PEMFC SR-12 500-W	59
Figura 3.11 – Comparação entre dados experimentais e modelo em PSCAD/EMTDC para curva de temperatura da PEMFC SR-12 500-W	60
Figura 3.12 – Resposta transitória do modelo em PSCAD/EMTDC em variação de carga para curtos intervalos de tempo	61
Figura 3.13 – Resposta transitória do modelo em PSCAD/EMTDC em variação de carga para longos intervalos de tempo	61
Figura 3.14 – Variação das resistências de ativação, ôhmica e de concentração ao longo da simulação	62
Figura 3.15 – Variação do rendimento real do modelo de PEMFC (a) com a corrente e (b) com a temperatura de operação para os limites adotados de eficiência máxima teórica.....	64
Figura 3.16 – Arranjo de células a combustível para simulação com temperatura variável em um dos módulos	65
Figura 3.17 – Variação da corrente nos ramos em paralelo do arranjo da Figura 3.16 com a mudança de temperatura em um dos módulos do arranjo	66
Figura 3.18 – Tensão medida na saída de cada módulo conforme Figura 3.16	66
Figura 3.19 – Variação da tensão de saída do arranjo da Figura 3.16 com a mudança de temperatura em um dos módulos	67
Figura 4.1 – Diagrama de blocos do sistema híbrido implementado em PSCAD.....	68
Figura 4.2 – Histórico de temperaturas máxima e mínima médias anuais registrado pelo Incaper com dados medidos na estação de Vitória-ES	69
Figura 4.3 – Curvas (a) $I \times V$ e (b) $P \times V$ do arranjo fotovoltaico para irradiância solar igual a 1.000W/m^2 e temperatura ambiente igual a $25,02^\circ\text{C}$	70

Figura 4.4 – Curvas P_{xI} e V_{xI} da PEMFC em temperatura ambiente igual a 25,02°C	70
Figura 4.5 – Curvas P_{xI} e V_{xI} do conjunto de CaCs atingindo o ponto de operação escolhido	71
Figura 4.6 – Topologias de conversores CC/CC não isolados	72
Figura 4.7 – Corrente de carga: (a) MCC (b) MDC	73
Figura 4.8 – Sinais de gatilho gerados por PWM.....	73
Figura 4.9 – Sinais de gatilho gerados por SPWM.....	74
Figura 4.10 – Esquemático do conversor <i>Buck</i>	75
Figura 4.11 – Controle da tensão em função da razão cíclica com frequência de chaveamento constante	76
Figura 4.12 – Bloco de MPPT e seus parâmetros no <i>software</i> PSCAD	78
Figura 4.13 – Malha de controle do conversor <i>buck</i>	78
Figura 4.14 – Topologia do inversor de frequência.....	79
Figura 4.15 – Malha de controle completa aplicada no controle do inversor conectado ao arranjo fotovoltaico.....	81
Figura 4.16 – Malha de controle completa aplicada no controle do inversor conectado a PEMFC	81
Figura 4.17 – Circuito para detecção de fase e frequência das tensões na saída do inversor ..	83
Figura 4.18 – Circuito elaborado em PSCAD para o PSVD	84
Figura 4.19 – Sinal de potência ativa (p_a) para o arranjo fotovoltaico gerado em malha de controle	85
Figura 4.20 – Malha para cálculo da corrente instantânea utilizada no controle do inversor conectado ao arranjo fotovoltaico.....	85
Figura 4.21 – Malha de controle do inversor do subsistema fotovoltaico.....	86
Figura 4.22 – Malha de controle do inversor do subsistema da PEMFC	86
Figura 4.23 – Estrutura do filtro LCL.....	87
Figura 5.1 – Curva de capacidade do sistema híbrido	91
Figura 5.2 – Disposição das cargas no barramento do sistema híbrido isolado	91
Figura 5.3 – Comparador hierárquico.....	93
Figura 5.4 – Verificação de potência disponível	94
Figura 5.5 – Acionamento da chave de conexão da carga ao barramento.....	94
Figura 5.6 – Variação de radiação solar no Cenário I	96
Figura 5.7 – Potência ativa de saída dos inversores dos subsistemas, potência consumida pela carga e potência excedente do sistema híbrido para o Cenário I	97

Figura 5.8 – Potência reativa drenada pelas cargas e potência reativa sintetizada pelos inversores dos subsistemas no Cenário I	97
Figura 5.9 – Potência produzida pelo arranjo fotovoltaico e potência entregue na saída do inversor do subsistema fotovoltaico no Cenário I	98
Figura 5.10 – Tensão de saída do arranjo fotovoltaico no Cenário I.....	99
Figura 5.11 – Funcionamento do MPPT no arranjo fotovoltaico no Cenário I.....	99
Figura 5.12 – Corrente de saída do arranjo fotovoltaico no Cenário I	100
Figura 5.13 – Potência produzida pelo conjunto de PEMFCs e a potência na saída do inversor do subsistema de PEMFCs no Cenário I	101
Figura 5.14 – Tensão de saída do conjunto de PEMFCs no Cenário I.....	101
Figura 5.15 – Corrente de saída do conjunto de PEMFCs no Cenário I	102
Figura 5.16 – Tensão medida no PAC nos instantes de variação de radiação solar no Cenário I	104
Figura 5.17 – Corrente medida na saída do inversor do subsistema do arranjo fotovoltaico no Cenário I	105
Figura 5.18 – Corrente medida na saída do inversor do subsistema de PEMFCs no Cenário II	106
Figura 5.19 – Potência ativa de saída dos inversores dos subsistemas, potência consumida pela carga e potência excedente do sistema híbrido para o Cenário II.....	107
Figura 5.20 – Potência reativa fornecida à carga pelos inversores dos subsistemas no Cenário II.....	108
Figura 5.21 – Potência produzida pela arranjo fotovoltaico e potência na saída do inversor conectado ao subsistema fotovoltaico no Cenário II	109
Figura 5.22 – Tensão (a) e corrente (b) de saída do arranjo fotovoltaico no Cenário II	109
Figura 5.23 – Potência produzida pelo conjunto de PEMFCs e potência na saída do inversor do subsistema de PEMFCs no Cenário II.....	110
Figura 5.24 – Tensão de saída no conjunto de PEMFCs no Cenário II.....	111
Figura 5.25 – Corrente de saída no conjunto de PEMFCs no Cenário II	111
Figura 5.26 – Tensão medida no PAC nos instantes de variação de carga no Cenário II	112
Figura 5.27 – Corrente medida na saída do inversor do subsistema do arranjo fotovoltaico nos instantes de variação de carga no Cenário II.....	113
Figura 5.28 – Corrente medida na saída do inversor do subsistema da PEMFC nos instantes de variação de carga no Cenário II	114
Figura 5.29 – Potência ativa de saída dos inversores dos subsistemas, potência consumida pela carga e potência excedente do sistema híbrido para o Cenário III.....	117

Figura 5.30 – Potência reativa fornecida a carga pelos inversores dos subsistemas no Cenário III.....	118
Figura 5.31 – Potência produzida pela arranjo fotovoltaico e potência entregue na saída do inversor conectado ao subsistema fotovoltaico no Cenário III.....	119
Figura 5.32 – Tensão (a) e corrente (b) de saída do arranjo fotovoltaico no Cenário III	120
Figura 5.33 – Tensão de saída no conjunto de PEMFCs no Cenário III	120
Figura 5.34 – Corrente de saída no conjunto de PEMFCs no Cenário III.....	121
Figura 5.35 – Potência produzida pelo conjunto de PEMFCs e potência na saída do inversor do subsistema de PEMFCs no Cenário III.....	121
Figura 5.36 – Tensão do barramento nos instantes de variação de carga no Cenário III	122
Figura 5.37 – Corrente medida na saída do inversor do subsistema do arranjo fotovoltaico nos instantes de variação de carga no Cenário III	123
Figura 5.38 – Corrente medida na saída do inversor do subsistema da PEMFC nos instantes de variação de carga no Cenário III.....	124

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Características do módulo LDK-230P-20 em condições padrão de teste (1.000 W/m ² e 25 °C).....	36
Tabela 2.2 – Erro relativo médio entre as curvas obtidas no modelo em PSCAD e as curvas fornecidas pelo fabricante.....	40
Tabela 2.3 – Valores obtidos a partir da simulação do módulo LDK-230P-20 em PSCAD para o ponto de máxima potência sob diferentes níveis de irradiância solar.....	40
Tabela 2.4 – Erros relativos entre as curvas reais e as curvas obtidas no <i>software</i> PSCAD no ponto de máxima potência.....	40
Tabela 2.5 – Erros relativos entre as curvas reais e as curvas obtidas no <i>software</i> PSCAD para a corrente de curto-circuito e a tensão de circuito aberto	41
Tabela 3.1 – Características das células a combustível	46
Tabela 3.2 – Analogias entre grandezas elétricas e termodinâmicas.....	57
Tabela 3.3 – Parâmetros da PEMFC SR-12 500-W para simulação	58
Tabela 3.4 – Limite máximo de eficiência, máxima tensão reversível e Δg_f de células a combustível a hidrogênio.....	63
Tabela 4.1 – Histórico de temperaturas máxima e mínima médias anuais registrado pelo Incaper com dados medidos na estação de Vitória-ES, com média de temperatura anual.....	69
Tabela 4.2 – Conversor <i>buck</i> projetado para o arranjo fotovoltaico.....	77
Tabela 4.3 – Lógica de condução das chaves no controle SPWM	80
Tabela 4.4 – Parâmetros dos filtros LCL para cada subsistema	89
Tabela 5.1 – Lista de cargas do sistema isolado a serem conectadas ao barramento	92
Tabela 5.2 – Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração Momentâneas.....	103

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CaC	Célula a Combustível
CC	Corrente Contínua
CondInc	Condutância Incremental
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GD	Geração Distribuída
IxV	Corrente <i>versus</i> Tensão
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistors</i>
MCC	Modo de Condução Contínua
MCD	Modo de Condução Descontínua
MCFC	<i>Molten Carbonate Fuel Cell</i> - Célula a combustível de Carbonato Fundido
MME	Ministério de Minas e Energia
MPP	<i>Maximum Power Point</i> – Ponto de máxima potência
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> – Rastreamento do ponto de máxima potência
P&O	Perturbação e Observação
PAFC	<i>Phosphoric Acid Fuel Cell</i> – Célula combustível de ácido fosfórico
PEMFC	<i>Proton Exchange Membrane Fuel Cell</i> – Célula a combustível de membrana trocadora de prótons
PI	Proporcional Integral
PID	Proporcional Integral Diferencial
ProGD	Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PxI	Potência <i>versus</i> Corrente
PxV	Potência <i>versus</i> Tensão
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i> – Modulação por Largura de Pulso
SIN	Sistema Interligado Nacional
SPWM	<i>Sinusoidal Pulse Width Modulation</i> – Modulação por Largura de Pulso Senoidal
SOFC	<i>Solid Oxide FuelCell</i> – Célula combustível de óxido sólido
VSI	<i>Voltage Source Inverter</i> – Inversor tipo fonte de tensão
VxI	Tensão <i>versus</i> Corrente

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	I
RESUMO.....	II
ABSTRACT	III
LISTA DE FIGURAS.....	IV
LISTA DE TABELAS	IX
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	X
1 INTRODUÇÃO	13
1.1 Trabalhos relacionados ao tema	17
1.2 Objetivos.....	22
1.3 Estrutura da Dissertação	22
1.4 Considerações Finais	24
2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	25
2.1 Células Fotovoltaicas: funcionamento e modelagem	26
2.2 Módulos fotovoltaicos	30
2.3 Algoritmos para rastreamento de máxima potência	31
2.3.1 Perturbação e Observação (P&O)	31
2.3.2 Condutância Incremental (CondInc)	33
2.4 Validação do módulo fotovoltaico em PSCAD/EMTDC	35
2.5 Considerações Finais	41
3 CÉLULAS A COMBUSTÍVEL	42
3.1 Princípio de Funcionamento.....	43
3.2 Tipos de Célula a Combustível.....	44
3.3 Célula a Combustível de Membrana Trocadora de Prótons (PEMFC)	46
3.3.1 Tensão Ideal - Equação de Nernst.....	47
3.3.2 Perdas características das células a combustível.....	49
3.3.2.1 Perdas por ativação.....	50
3.3.2.2 Perdas ôhmicas	50
3.3.2.3 Perdas por concentração	51
3.3.3 Dupla camada eletroquímica	51
3.3.4 Rendimento Teórico Máximo e Rendimento Real.....	52
3.4 Armazenamento de energia baseado em hidrogênio	52

3.5 Modelagem da PEMFC em PSCAD	54
3.5.1 Validação do circuito equivalente da PEMFC em PSCAD	57
3.6 Considerações finais	67
4 MODELAGEM DO SISTEMA HÍBRIDO NO PSCAD	68
4.1 Arranjo Fotovoltaico	69
4.2 Conjunto de PEMFCs.....	70
4.3 Conversores Estáticos CC-CC.....	71
4.3.1 Conversor <i>Buck</i>	74
4.4 Inversores de Frequência.....	79
4.5 Filtro LCL.....	87
4.6 Considerações Finais	89
5 SIMULAÇÕES E ANÁLISE DE DESEMPENHO DO SISTEMA.....	90
5.1 Capacidade do Sistema.....	90
5.2 Controle de acesso de cargas: hierarquia de carga e potência disponível	91
5.3 Simulações: desempenho do sistema em diferentes cenários.....	94
5.3.1 Cenário I: funcionamento sob variação de radiação solar.....	95
5.3.2 Cenário II: rejeição de carga	107
5.3.3 Cenário III: pedido de acesso simultâneo.....	116
5.3.4 Considerações Finais	126
6 CONCLUSÕES	127
7 REFERÊNCIAS	131
APENDICE A – PRODUÇÃO CIENTÍFICA	135
ANEXO A – FOLHA DE DADOS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	136

1 INTRODUÇÃO

O panorama econômico é um dos fatores que influencia no aumento ou na diminuição do consumo de energia elétrica nos meios residencial, comercial e industrial, dentre outros. Apesar das atuais incertezas políticas e econômicas no contexto em que o Brasil está inserido, a economia mostra sinais de recuperação. Com a taxa de inflação se aproximando do centro da meta, que é de 4,5%, e a redução da taxa básica de juros para 8,25% a.a., espera-se que o consumo e os investimentos no país aumentem de forma suave e gradual (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2017). Se o consumo e os investimentos crescem, também há aumento do consumo de energia elétrica nos setores.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) divulgou as previsões de carga para o planejamento anual de operação energética do ciclo 2017-2021 em abril de 2017. De acordo com o informe, o consumo no Sistema Interligado Nacional (SIN) em 2016 apresentou decréscimo de 0,8% em relação a 2015. Entretanto com a retomada gradativa da economia, há indícios de que haja aumento no consumo de energia elétrica. Ainda segundo as previsões da EPE, o consumo no SIN entre 2017 e 2021 crescerá à taxa média anual igual a 3,6%, indicando uma expansão média anual de aproximadamente 2,5 GW médio na carga de energia (EPE, 2017).

Para suprir as previsões de aumento de carga, é preciso expandir a geração de energia. Todavia uma expansão no sistema elétrico de potência centralizado e regulado implicaria não só em investimentos para ampliação da produção, mas também da transmissão e da distribuição de energia. Devido ao alto tempo de resposta a esse aumento de demanda e ao alto custo dos investimentos necessários para execução da expansão do sistema centralizado, a geração distribuída (GD) surge como solução alternativa.

Segundo a Resolução Normativa nº 687/2015 que trata dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) define a GD como

centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente ao sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ANEEL, 2016).

Em geral, a GD complementa a geração de energia centralizada aumentando a capacidade dos usuários no local de sua instalação, podendo funcionar tanto conectada à rede quanto em modo isolado. Além disso, também pode oferecer a possibilidade de cogeração, que é o aproveitamento do calor residual produzido por algumas fontes, em aplicações industriais, residenciais e comerciais, contribuindo para aumentar a eficiência do sistema. Com pouca ou nenhuma limitação geográfica e baixa densidade de potência, a GD se torna uma alternativa para suprir o aumento de demanda do consumidor.

Em 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a Resolução nº 482 que regulamenta as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, estimulando a instalação de GD no país. Com a aprovação da Resolução nº 482, o consumidor pode não só gerar sua própria energia elétrica com fontes renováveis, como também fornecer o excedente para a rede de distribuição. Ao fornecer o excedente para a concessionária de distribuição, o consumidor acumula créditos de energia (kWh) para serem abatidos nas próximas faturas com validade de até 60 meses. Isso é chamado de sistema de compensação, assunto também abordado pela Resolução nº 482.

São diversas as vantagens relacionadas à instalação de microgeração, incluindo aspectos ambientais, operacionais e econômicos. Como vantagens relacionadas aos aspectos operacionais, citam-se a redução do carregamento das redes e a minimização de perdas nos alimentadores de transmissão, já que a geração se dá em nível de distribuição. Já do ponto de vista econômico, está o adiamento de grandes investimentos na expansão do SIN. Além disso, acredita-se que a proximidade da geração com a carga provocaria a melhor utilização e gerenciamento da energia por parte dos consumidores, isto é, o uso consciente de energia. Como aspecto ambiental, tem-se o baixo impacto causado pela instalação de unidades de GD quando comparado à instalação de grandes centros geradores. Outro ponto interessante é que, em casos de interrupção de fornecimento, o consumidor poderá escolher as cargas prioritárias que serão alimentadas com a energia elétrica proveniente da GD. É importante ressaltar que a GD traz também a possibilidade de fornecimento de energia elétrica para localidades remotas, em que não existem redes de transmissão ou distribuição.

O incentivo à micro e minigeração traz como consequência a diversificação da matriz energética do país, devido ao uso de fontes renováveis de energia. Nos últimos anos, a aplicação de fontes renováveis de energia vem aumentando, não somente devido a fatores

econômicos, mas também a interesses sociais, políticos e ambientais. Dentre as fontes renováveis utilizadas, observa-se que as fontes eólica e solar estão bem desenvolvidas e apresentam bom custo-benefício, sendo amplamente utilizadas atualmente. Outros tipos, como as células a combustível (CaCs), estão em estágio avançado de desenvolvimento (AHMED et al., 2011).

Entre os desafios para ampliação do uso de geração distribuída está o alto custo de aquisição e instalação das fontes renováveis. Existem ainda as dificuldades técnicas relacionadas ao controle, monitoramento e proteção da rede elétrica quando da presença de unidades de GD. Quanto a esse ponto, devem ser desenvolvidos infraestrutura e protocolos específicos de telecomunicação e controle, que serão obtidos apenas por meio de estudos e pesquisas aprofundados sobre o tema.

O Ministério de Minas e Energia (MME) lançou em Dezembro de 2015 o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), que inclui ações para favorecer e estimular a geração de energia pelos consumidores. Estima-se que até 2030, o ProGD movimente mais de 100 bilhões em investimentos, podendo representar 2,7 milhões de unidades consumidoras que produzem sua própria energia entre residências, comércios, indústrias e até mesmo no setor agrícola. O montante de energia gerado pode chegar a 23,5 GW de potência instalada, equivalentes a 48 TWh produzidos se igualando à metade da geração da Usina Hidrelétrica de Itaipu. Dessa forma, o Brasil deixaria de emitir 29 milhões de toneladas de CO₂ na atmosfera (MME, 2015).

A iniciativa do MME tem como objetivos a criação e expansão das linhas de fomento aos projetos de instalação de GD nos segmentos residencial, comercial e industrial. Além de promover incentivos fiscais, como a isenção de ICMS e PIS/COFINS sobre a energia gerada pelo consumidor, injetada na rede de distribuição, também foi prevista a redução no imposto de importação sobre itens destinados à produção de equipamentos de geração solar fotovoltaica até o fim de 2016. Há ainda o apoio do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) com a criação de taxas diferenciadas para recursos aplicados a projetos de eficiência energética e geração distribuída (MME, 2015).

A ANEEL registrou até janeiro de 2017 mais de 7,6 mil conexões à rede de distribuição totalizando mais de 73 MW de potência instalada. A fonte renovável que mais se destacou foi a solar fotovoltaica com mais 7,5 mil conexões totalizando 57,6 MW de

capacidade instalada, representando assim 98,9% das conexões e 78,3% da potência instalada em geração distribuída (PORTAL BRASIL, 2017).

Como dito anteriormente, os recursos utilizados para geração distribuída são idealmente as fontes alternativas de energia, devido à baixa emissão de carbono e alta eficiência de sistemas com a possibilidade de cogeração. Porém, antes da instalação de qualquer fonte renovável, é necessário estudar o recurso local disponível na região para saber se o investimento é viável e traz o retorno desejável.

Vale ressaltar que a geração distribuída sem algum tipo de controle pode gerar inconvenientes. Diante disso, surgem as microrredes. O termo microrrede é utilizado para definir a integração de recursos de energia distribuídos e cargas elétricas operando de modo autônomo em uma rede única seja em paralelo ou isolado da rede de distribuição existente. Isso significa que a microrrede deve possuir equipamentos necessários para garantir o controle e a proteção dos componentes do sistema, assegurando uma operação estável e confiável para o consumidor.

No Brasil já existem instalações experimentais de microrredes compostas por sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede em universidades, institutos de pesquisa e concessionárias de energia. Dos empreendimentos, destacam-se o CEPEL com um sistema de 16,3 kW, o Centro de Cultura e Eventos da Universidade Federal de Santa Catarina com 10,24 kW e a Fundação Estrela em São Bernardo do Campo/SP de 14,7 kW (CÂMARA, 2011). A existência dessas instalações incentiva as pesquisas sobre uma variedade de assuntos relacionados ao controle, monitoramento, gerenciamento e armazenamento de energia, dentre outros.

Em comunidades remotas do Acre e do Amazonas, não interligadas ao SIN, são realizados estudos relativos à geração distribuída híbrida de energia elétrica, aplicando geradores a óleo diesel e painéis fotovoltaicos. A geração de energia elétrica nessas localidades costuma ser realizada por geradores a diesel, mas a dificuldade de acesso às localidades e o alto valor do combustível incitam pesquisas relacionadas à diminuição da dependência desse tipo de geração. Em estudo realizado pela EPE em 2014, constatou-se que a adoção de sistemas híbridos com energia fotovoltaica para essas localidades poderia proporcionar a redução no custo da energia elétrica, a economia de combustíveis fósseis reduzindo a emissão de gases poluentes e o desenvolvimento tecnológico da região (EPE, 2014).

O aumento do consumo de energia, o esgotamento dos recursos fósseis e a preocupação ambiental global incitaram as pesquisas e o desenvolvimento de melhores tecnologias para aproveitamento dos recursos naturais renováveis, como a radiação solar e a velocidade dos ventos. Essas tecnologias, quando comparadas com as convencionais para produção de energia, são sustentáveis e podem ser instaladas próximas às cargas. Todavia, as variações diárias e sazonais dos recursos naturais causam a intermitência da geração podendo abalar a confiabilidade e a disponibilidade de energia em sistemas isolados ou conectados à rede. Assim, os sistemas isolados requerem algum tipo de sistema de armazenamento de energia para serem mais robustos e confiáveis. Outra opção é a integração de fontes renováveis formando um sistema híbrido, como o que será discutido nessa dissertação.

A integração de fontes renováveis em um sistema híbrido é interessante e tem sido abordado em diversos estudos, teórica e experimentalmente. Os sistemas híbridos podem prover energia com maior qualidade e confiabilidade do que sistemas baseados em um único recurso renovável (WANG, 2006). Por sua vez, os sistemas híbridos isolados requerem controle envolvendo a geração de energia elétrica e a previsão de cargas a serem conectadas ao sistema.

1.1 Trabalhos relacionados ao tema

O uso de CaCs juntamente com fontes intermitentes é atrativo devido à alta eficiência, modularidade e flexibilidade de combustível (JIANG, 2006). De fato, muitos sistemas híbridos envolvendo CaCs foram estudados na literatura. Por exemplo, Saiful e Belmans (2005) apresentam o modelo e a simulação de um sistema híbrido de geração composto por painel fotovoltaico, célula a combustível que emprega um eletrolisador para geração de hidrogênio e bancos de baterias. Ahmed e outros (2008), por sua vez, propõem um sistema híbrido semelhante com a adição de uma turbina eólica.

O desempenho, confiabilidade e problemas de manutenção de uma planta fotovoltaica associada a armazenamento de hidrogênio e CaC são retratados por Lehman e outros (1997). O *Schatz Solar Hydrogen Project* teve início em 1989, com a intenção de demonstrar a viabilidade do uso de hidrogênio como meio de armazenamento de energia. O sistema híbrido é localizado no laboratório marinho da Universidade Estadual Humboldt, em Trinidad, na Califórnia, Estados Unidos. A planta foi desenvolvida para suprir ininterruptamente o

compressor de ar para aeração do aquário do laboratório. O arranjo fotovoltaico possui 9,2 kW, o eletrolisador tem capacidade para entregar 20 slm (*standard liters per minute* – vazão volumétrica de gás nas condições padrão de temperatura e pressão) de H_2 e a CaC, 1,5 kW. Constatou-se que o eletrolisador funciona em harmonia com o arranjo fotovoltaico, atingindo 76,7% de eficiência, enquanto que a produção de hidrogênio do sistema apresenta eficiência de 6,2%. A eficiência do eletrolisador é calculada pela razão entre a taxa de hidrogênio produzido e a potência ativa fornecida para o eletrolisador, enquanto que a da produção de hidrogênio é o produto da eficiência do arranjo fotovoltaico com a eficiência do eletrolisador.

Kolhe e outros (2003), no Instituto de Pesquisas em Hidrogênio (HRI – *Hydrogen Research Institute*) localizado na Universidade do Québec, desenvolveram um sistema híbrido composto por arranjo fotovoltaico associado a turbina eólica com armazenamento de energia baseado na produção de hidrogênio. Isto é, quando há excedente de energia produzido pelas fontes renováveis (FRs), um eletrolisador converte a energia elétrica em hidrogênio, que é armazenado em um tanque pressurizado. Se a energia produzida pelas FRs não é suficiente, o hidrogênio armazenado é convertido em energia elétrica por meio da CaC. O sistema é composto por arranjo fotovoltaico de 1 kWp e gerador eólico de 10kW, associados a um eletrolisador e a uma CaC, ambos de 5 kW. Há ainda baterias que são utilizadas para armazenamento de energia a curto prazo, isto é, fornecem energia rapidamente durante aumento repentino de carga. Para o gerenciamento de energia, aplica-se uma técnica de controle baseada no estado de carregamento (*state of charge* - SOC) dessas baterias, constituindo parâmetro principal no controle do sistema. No estudo, é apresentado um modelo analítico dependente do tempo para prognosticar o desempenho desse sistema. O excesso ou escassez de energia elétrica, estimados pelo método desenvolvido nesse estudo, controla a operação do eletrolisador e da célula a combustível.

Na Alemanha, Ghosh e outros (2003) avaliaram a viabilidade técnica do projeto PHOEBUS (*PHOtovoltaik, Elektrolyseur, Brennstoffzelle Und System Technik*) baseado em energia fotovoltaica, baterias e armazenamento de hidrogênio. No projeto, o arranjo fotovoltaico localizado no telhado da Biblioteca Central no Centro de Pesquisas de Jülich, é composto por módulos de diferentes tipos e inclinações. Existem também um eletrolisador alcalino desenvolvido para operar entre 5 e 26 kW, tanques para armazenamento de hidrogênio e oxigênio, bancos de baterias e uma CaC alcalina de 5,6 kW. Assim como Kolhe

e outros (2003), o gerenciamento de energia também foi realizado utilizando o estado de carregamento das baterias. Muitos problemas técnicos surgiram durante a implementação do projeto de 1994 a 1996, de modo que os dados experimentais considerados no estudo são de 1997 a 2001. Os resultados apresentam que o rendimento do sistema varia de 51% a 64% com base no balanço anual de energia, se excluída a eficiência da CaC. Além disso, comprovou que o arranjo fotovoltaico supriu diretamente em torno de 20% a 30% da demanda total, os outros 50 a 52% da demanda foram supridos pela bateria, enquanto que o conjunto eletrolisador/célula a combustível supriu entre 20 a 25% da demanda, indicando que a energia excedente armazenada em forma de hidrogênio é atrativa.

Wang (2006) aborda a modelagem e controle de um sistema híbrido conectado à rede para uso residencial. O estudo traz uma revisão das principais formas de energia e progressos na utilização de fontes de energia alternativas, mantendo o foco nas células a combustível e nas fontes eólica e solar. Além disso, explica conceitos fundamentais relacionados a essas fontes de energia. O sistema híbrido proposto para uso em cinco residências em Montana nos Estados Unidos contém painéis fotovoltaicos, turbina eólica, células a combustível, eletrolisador, unidades de condicionamento de potência, baterias, entre outros itens. Para todos os componentes foram desenvolvidos modelos dinâmicos em MATLAB/Simulink, testados sob dados reais de carga, ventos, radiação solar e temperatura locais, para simular o comportamento e gerenciamento do sistema híbrido em diferentes condições. A demanda média das residências é igual a 9,76 kW e o sistema híbrido conta com uma turbina eólica com capacidade de 50 kW e arranjo fotovoltaico com capacidade de 33 kWp. Também há plantas compostas por arranjos de células a combustível, uma do tipo membrana trocadora de prótons e outra do tipo óxido sólido, apresentando 18 kW e 20 kW de capacidade instalada, respectivamente. O eletrolisador tem 50 kW, enquanto a bateria possui 10kWh de autonomia. Ressalta-se que nesse sistema as fontes solar e eólica são as fontes primárias e o conjunto eletrolisador-CaC é a fonte secundária. O eletrolisador converte a energia excedente do sistema em forma de hidrogênio que é armazenado para posterior utilização na CaC em longos intervalos de tempo. Esses intervalos acontecem quando as condições de geração de energia pelas fontes solar e eólica são adversas ou quando há maior demanda de carga nas residências atendidas pelo sistema. A bateria é utilizada para compensar rápidos transientes de carga na rede. Os resultados mostram que a estratégia de controle proposta no estudo é eficiente, promovendo o balanceamento do fluxo de potência entre as diferentes fontes renováveis.

Uma análise comparativa entre sistemas de armazenamento de energia por bateria e por hidrogênio em localidades isoladas foi proposta por Furlan (2008). O sistema híbrido analisado é formado por arranjo fotovoltaico, eletrolisador e CaC, variando-se apenas o sistema de armazenamento, por baterias de chumbo-ácido ou hidrogênio. O estudo inclui um modelo matemático para dimensionamento de sistemas híbridos, bem como análise econômica dos sistemas propostos.

Silva (2010) propôs um estudo acerca de um projeto-piloto instalado em área de proteção ambiental no Centro de Pesquisa de Canguçu, no estado de Tocantins no Brasil, com o objetivo de caracterizar técnica e economicamente a iniciativa. O sistema híbrido é composto por arranjo fotovoltaico, CaCs e eletrolisador, sendo utilizado para suprir a demanda de uma comunidade isolada. O sistema é isolado e a fonte primária do sistema é o arranjo fotovoltaico. Quando da existência de excedente de energia, esse é convertido em hidrogênio por eletrólise da água e posteriormente reconvertido em energia pela CaC nos períodos de baixa ou ausência da radiação solar local. O *software* utilizado para simulação e otimização do sistema foi o HOMER (*Hybrid Optimization Model for Electric Renewable*) distribuído pelo NREL (*National Renewable Energy Laboratory*). Constatou-se que mais de 50% dos custos referem-se ao sistema FV e que se houvesse a redução de 50% nos custos dos componentes da CaC e do eletrolisador no mercado internacional, o sistema poderia ser competitivo com um sistema fotovoltaico com baterias. Além disso, o estudo destaca a redução de problemas ambientais, já que as fontes utilizadas são não poluentes, silenciosas e livres de custo de combustível para o seu funcionamento. Destacam-se ainda as sugestões do autor para o desenvolvimento e instalação de novos sistemas híbridos: maiores incentivos fiscais e financeiros às indústrias nacionais e a existência de novos programas de estímulo a utilização de fontes renováveis por parte do governo brasileiro.

Hidaka e Kawahara (2012) desenvolveram a modelagem e a simulação de um sistema fotovoltaico integrado a célula a combustível para uso em área residencial. O comportamento do sistema híbrido é simulado em MATLAB/Simulink mediante equacionamento matemático, que representam a dinâmica de funcionamento de cada componente do sistema. No estudo, a célula a combustível complementa a potência demandada pela carga e o conjunto formado pela célula a combustível e eletrolisador é utilizado como bateria. Dessa forma, o eletrolisador produz hidrogênio por eletrólise quando o sistema fotovoltaico tem excedente de energia. O hidrogênio é armazenado em tanque, sendo utilizado posteriormente pela célula a combustível

quando necessário ao sistema. O sistema fotovoltaico e a célula a combustível tem capacidades de 3 kW e 1 kW, respectivamente, e são conectados a conversores CC-CC a um barramento CC regulado em 350 V. A conexão do sistema híbrido à rede é feita por meio de inversor monofásico. Para a pesquisa, foram utilizados dados reais de irradiação e de temperatura como entrada para o sistema fotovoltaico. Os resultados das simulações mostram que o hidrogênio é gerado pelo excedente de energia a partir do eletrolisador. Entretanto, durante a noite, quando não há atuação do sistema fotovoltaico, esse volume de hidrogênio gerado não consegue suprir a demanda de carga. Os autores concluíram que o conjunto de célula a combustível e eletrolisador deve ser revisado a fim de obter melhor aproveitamento no sistema híbrido.

Valverde e outros (2016) investigam os modos de operação de sistemas híbridos associados ao armazenamento de energia por hidrogênio. Para o estudo, desenvolveu-se uma plataforma em laboratório, localizado na Universidade de Sevilla na Espanha, composta de um eletrolisador de 1 kW, uma CaC PEM de 1,5 kW, um tanque para armazenamento de hidrogênio e um banco de baterias de 367Ah. Além disso, uma carga de 2,5 kW e uma fonte de 6 kW são utilizadas para emular os perfis de demanda e geração do sistema, respectivamente. Os seis modos de operação analisados no estudo foram escolhidos de acordo com as possibilidades de funcionamento a plena carga e à carga parcial de cada parte que compõe o sistema, isto é, geração por fontes renováveis, armazenamento de energia e consumo de energia. Os comportamentos do eletrolisador e da célula a combustível foram analisados e comparados entre si, mostrando a compatibilidade de cada um deles quanto a condições climáticas e à demanda de cada situação imposta. O estudo conclui que o conjunto eletrolisador-CaC atinge índices de eficiência satisfatórios, entretanto a um alto custo.

Diante do exposto, nessa dissertação é feito o estudo de um sistema híbrido operando em modo isolado, composto por fonte solar fotovoltaica e célula a combustível do tipo membrana trocadora de prótons (PEMFC). As fontes atuam em conjunto para suprir a demanda, contudo a célula a combustível é utilizada, principalmente, quando o arranjo fotovoltaico não conseguir suprir totalmente a potência ativa solicitada.

1.2 Objetivos

No contexto apresentado, esta dissertação tem como objetivo a modelagem e a análise do comportamento de um sistema elétrico híbrido operando em modo isolado sob variações de carga e de geração. O sistema híbrido estudado é composto por arranjo fotovoltaico, células a combustível de membrana trocadora de prótons e cargas com determinados níveis de prioridade. Para controlar o acesso das cargas é implementado um controle que verifica a disponibilidade de potência das fontes e a prioridade das cargas. Na partida do sistema, a célula a combustível tem a função de produzir a referência do sistema. Após a partida, o arranjo fotovoltaico assume o papel de fonte primária enquanto que a célula a combustível de membrana trocadora de prótons somente é solicitada quando o arranjo fotovoltaico não foi capaz de suprir toda a potência demandada pelas cargas.

Os objetivos específicos a serem atingidos no desenvolvimento deste trabalho são:

- Modelagem do arranjo fotovoltaico;
- Modelagem da célula a combustível de membrana trocadora de prótons;
- Rastreamento do ponto de máxima potência do arranjo fotovoltaico;
- Desenvolvimento de supervisor para o sistema híbrido e avaliação do desempenho do sistema.

1.3 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação está estruturada da seguinte forma:

- **Capítulo 1: Introdução**

O capítulo contém uma breve introdução ao tema do trabalho e os objetivos desta dissertação. Além disso, expõe os trabalhos relacionados ao tema de forma concisa e em ordem cronológica.

- **Capítulo 2: Energia Solar Fotovoltaica**

Este capítulo traz os conceitos inerentes ao estudo da energia solar fotovoltaica. São explicados o princípio de funcionamento da célula fotovoltaica e os modelos de circuito equivalente existentes para sua representação. Também é apresentado o modelo utilizado no *software* PSCAD para simulação. Por fim, é feita a validação de

um módulo fotovoltaico comercial a partir da inclusão dos parâmetros de simulação no PSCAD. São feitos testes a partir da variação da radiação solar e os resultados são comparados com os dados apresentados pelo fabricante.

- **Capítulo 3: Células a Combustível**

Este capítulo inclui a revisão dos conceitos relacionados às células a combustível. São apresentados o princípio de funcionamento e os tipos de células a combustível disponíveis. Também é explicado o equacionamento químico e termodinâmico das células a combustível. Finalmente, o capítulo traz a validação de um modelo de célula a combustível de membrana trocadora de prótons no *software* PSCAD. São feitos testes sob variação de carga a fim de comparar os resultados obtidos com dados experimentais previamente conhecidos.

- **Capítulo 4: Modelagem do Sistema Híbrido no PSCAD**

Este capítulo descreve a modelagem do sistema híbrido com a utilização dos modelos propostos nos Capítulos 2 e 3. São escolhidas as potências totais de cada subsistema e definidas as unidades de condicionamento de potência para o funcionamento do sistema híbrido isolado. Também são mostrados os controles utilizados nessas unidades de condicionamento de potência.

- **Capítulo 5: Simulações e Análise de Desempenho do Sistema**

Este capítulo apresenta o controle supervisorio proposto para conexão das cargas ao barramento, bem como resultados e análises obtidos a partir das simulações de três cenários de funcionamento do sistema híbrido isolado. Para simulação dos três cenários, foi definida hierarquia entre as cargas a serem conectadas ao barramento. O primeiro cenário proposto é a simulação com variações de radiação solar e carga constante. No segundo cenário, é mostrada a rejeição de carga feita pelo controle proposto. Já o terceiro cenário exibe o desempenho do controle quando do pedido de acesso simultâneo ao barramento de carga.

- **Capítulo 6: Conclusões**

Este capítulo traz as conclusões gerais obtidas no trabalho, com sugestões para temas futuros a serem desenvolvidos.

1.4 Considerações Finais

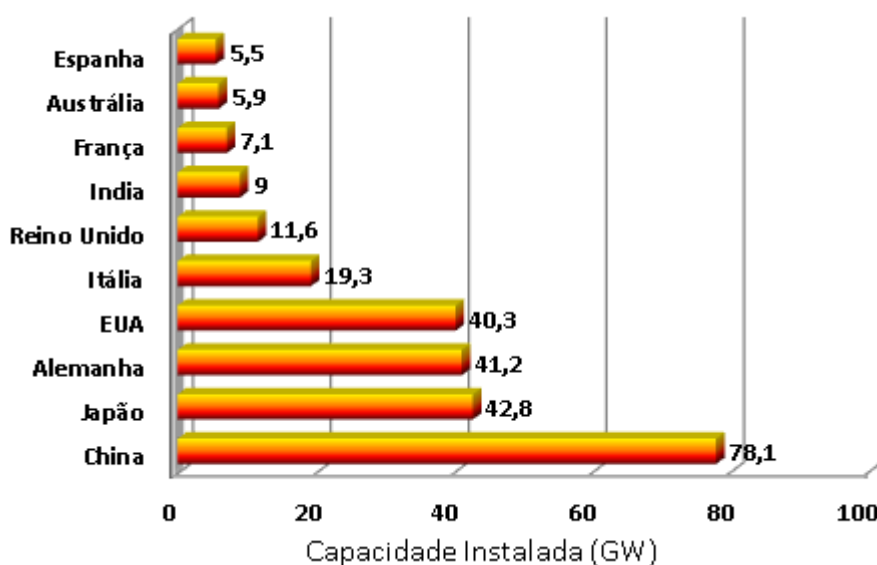
Nesse capítulo foi apresentada uma breve introdução que explica a motivação para avaliação do uso de célula a combustível como fonte secundária em um sistema híbrido com arranjo fotovoltaico. São apresentados os trabalhos relacionados ao tema, essenciais para a elaboração dessa dissertação, que expõem sistemas híbridos já estudados anteriormente. Por fim, são expostos os objetivos específicos pretendidos com a realização do estudo sendo também mostrada brevemente a estrutura da dissertação, composta ao todo por seis capítulos, indicando seu conteúdo.

2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

O uso de energia solar fotovoltaica ganhou importância na década de 60 durante a corrida espacial, já que o sistema de geração de energia para os satélites era baseado em células solares. Devido ao alto custo da tecnologia para a época, não se pensou em aplicações terrestres para geração de energia em larga escala. Contudo, na década de 70, a crise do petróleo impulsionou a utilização e o desenvolvimento desse tipo de tecnologia, com a redução de custos e melhoria na eficiência das células (CRESESB, 2004).

A Figura 2.1 resume a capacidade total instalada em geração solar fotovoltaica por país. Em 2016, a capacidade instalada total acumulada atingiu 303 GW. Observa-se que a China deteve a maior capacidade instalada acumulada por país, com 78,1 GW, representando aproximadamente 25,7% do mercado mundial. Em muitos países, os sistemas fotovoltaicos respondem por pelo menos 1% da demanda por eletricidade. Na Itália e em Honduras, por exemplo, esses sistemas chegam a suprir 7,3% e 12,5% da demanda anual de energia elétrica, respectivamente. (IEA, 2017).

Figura 2.1 – Capacidade instalada acumulada nos dez maiores mercados em 2016



Fonte: Adaptado de IEA (2017).

Atualmente, a energia gerada por sistemas fotovoltaicos responde por grande parte do total de energia produzida por fontes renováveis no mundo, apesar de pouco utilizada no Brasil. Os sistemas fotovoltaicos têm ganhado espaço em países como Alemanha, Itália,

Japão, China e Estados Unidos. Ao final de 2016, a Ásia representava 48% da capacidade total instalada no mundo, enquanto que a Europa passava a representar 34%. Em 2015, a Ásia e a Europa detinham aproximadamente a mesma potência instalada, em torno de 96 GW. Também em 2015, a região do Oriente Médio e África acumulava apenas 3 GW (SOLAR POWER EUROPE, 2015). Na Arábia Saudita e em algumas regiões da África, o aumento da demanda por energia elétrica, a intenção em liberar mais petróleo bruto para exportação e os altos índices de radiação solar, têm impulsionado o interesse em energia solar (SAHU, 2014).

No Brasil, o potencial não instalado chega a aproximadamente 40 GW que corresponderia a geração de 54 TWh/ano, equivalente a aproximadamente 43% do consumo residencial de energia do país (MIRANDA et al., 2015). Apesar do potencial promissor, a capacidade instalada em 2016 era de apenas 84 MW, sendo 61 MW em geração distribuída (MME, 2017).

Neste capítulo, são introduzidos os principais conceitos relacionados à energia solar fotovoltaica. São apresentados: o princípio de funcionamento das células, os modelos utilizados para fins de simulação, o comportamento do sistema mediante variações de temperatura e radiação solar, bem como os sistemas de rastreamento do ponto de máxima potência mais utilizados.

2.1 Células Fotovoltaicas: funcionamento e modelagem

O princípio de funcionamento das células fotovoltaicas é o efeito fotovoltaico, observado pela primeira vez pelo físico Alexandre Edmond Becquerel em 1839, em que uma tensão elétrica em um material semicondutor é produzida pela absorção de luz visível. Isso significa que na interação da radiação solar com o material, ocorrem a liberação e a movimentação de elétrons, gerando uma diferença de potencial. Em 1950, foram fabricadas as primeiras células fotovoltaicas a partir de lâminas de silício cristalino com eficiência de até 6%, potência de 5 mW e área de 2 cm² nos Laboratórios Bell, nos Estados Unidos (CRESESB, 2004).

As células fotovoltaicas são fabricadas com material semicondutor como o silício, o telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre e índio (CuInSe₂ ou CIS) ou disseleneto de cobre, gálio e índio (CuInGaSe₂ ou CIGS). O material mais utilizado é o silício, podendo ser mono ou policristalino. Para utilização desse material na fabricação, existem etapas de

purificação e dopagem às quais esse material é submetido. Vale ressaltar que os semicondutores mais apropriados para a confecção da célula são aqueles que geram o maior produto tensão *versus* corrente (GREENPRO, 2004).

Quando exposta à luz, a célula fotovoltaica gera energia elétrica em corrente contínua proporcional à radiação solar incidente. Na Figura 2.2, têm-se as curvas $I \times V$ de uma célula fotovoltaica para diferentes níveis de radiação solar. Observa-se que o aumento da radiação provoca o aumento da corrente elétrica gerada. Ressalta-se que tensão de circuito aberto da célula cresce de forma logarítmica e não depende da área exposta aos raios solares e sim do material utilizado na composição da célula.

A temperatura da célula fotovoltaica também afeta a característica da curva $I \times V$ da célula fotovoltaica, como pode ser visto na Figura 2.3. O aumento da temperatura ambiente produz aumento na temperatura de funcionamento da célula, causando a diminuição da tensão de circuito aberto e, conseqüentemente, da potência de saída, já que a corrente aumenta de modo irrisório.

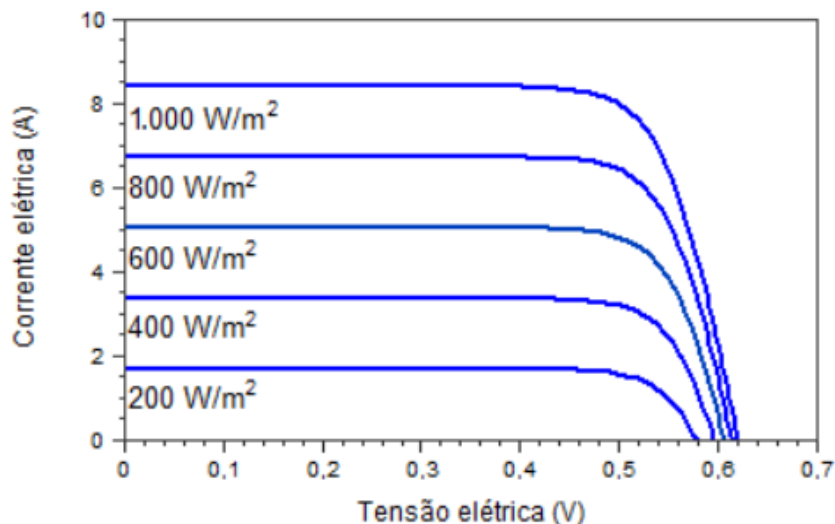
Para simulação de um sistema fotovoltaico, é necessária a definição de um circuito equivalente ou uma equação que possa representar o comportamento elétrico da célula fotovoltaica mediante variações de radiação solar e temperatura ambiente. Dessa forma, a modelagem das células fotovoltaicas tem sido alvo de estudos durante os últimos anos e os modelos existentes podem ser subdivididos em: modelos orientados a equação e modelos orientados ao circuito. Os modelos orientados a equação propõem uma relação analítica e implícita entre corrente e tensão da célula, já os modelos orientados ao circuito apresentam um circuito equivalente que possa ser simulado em *softwares* de circuitos elétricos (WANG; HSU, 2011).

Dentre os modelos de circuitos elétricos que representam uma célula fotovoltaica, os mais comuns estão listados a seguir (VILLALVA, 2015):

- Modelo simplificado ou modelo ideal que é composto por uma fonte de corrente em paralelo com um diodo;
- Modelo de um diodo com resistência série que consiste no modelo simplificado em série com uma resistência;
- Modelo de um diodo com resistência série e paralelo, composto pelo modelo simplificado em paralelo com uma resistência (R_{sh}) e uma resistência em série (R_{sr});

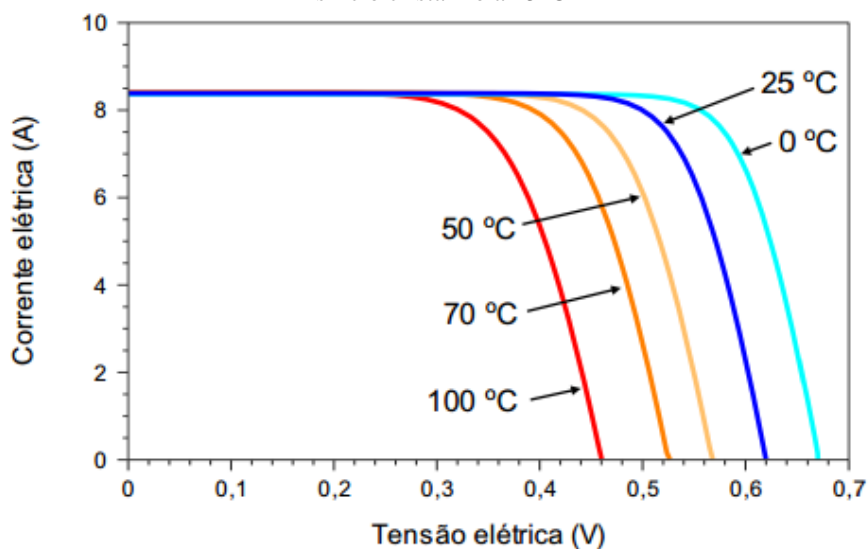
- Modelo de dois diodos, que consiste no modelo anterior com dois diodos em paralelo com a fonte de corrente.

Figura 2.2 – Influência da variação da radiação solar na curva característica de uma célula fotovoltaica de silício cristalino a 25°C



Fonte: CRESESB (2004).

Figura 2.3 – Influência da variação da temperatura da célula na curva característica de uma célula fotovoltaica de silício cristalino a 25°C

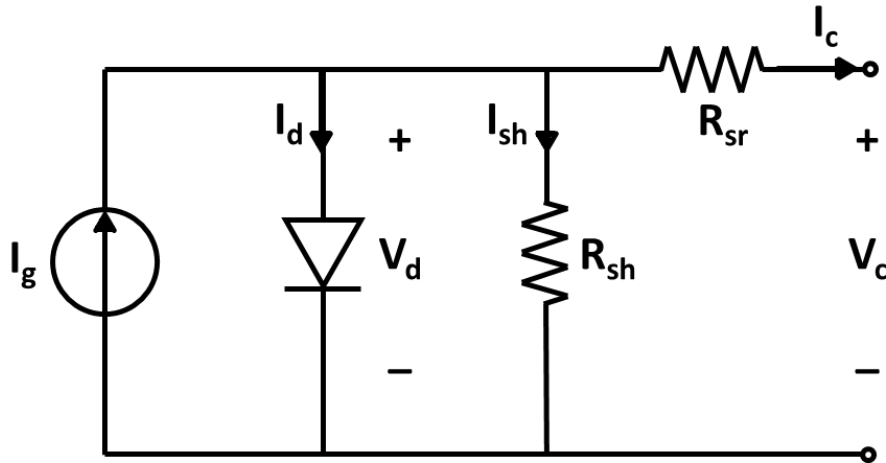


Fonte: CRESESB (2004).

Dentre eles, destacam-se o modelo de um diodo e o modelo de dois diodos que são os mais utilizados. O primeiro é amplamente utilizado obtendo resposta satisfatória para simulação de sistemas fotovoltaicos, já o segundo requer mais parâmetros de circuito para simulação gerando melhores resultados.

O modelo utilizado para fins de simulação é baseado no modelo de um diodo, Figura 2.4, e as entradas são radiação solar em W/m^2 e temperatura em $^{\circ}\text{C}$, tendo como saídas a tensão e a corrente do arranjo especificado. O modelo considera as perdas devido à resistência do material representadas pela resistência série e as correntes parasitas que circulam na célula fotovoltaica que são representadas pela resistência em paralelo.

Figura 2.4 – Modelo de circuito equivalente para célula solar com um diodo



Fonte: Rajapakse e Muthumuni (2009).

Para o modelo escolhido, o equacionamento de uma célula fotovoltaica é explicado a seguir. Na Figura 2.4, a corrente I_g é a corrente fotovoltaica gerada pela célula que varia linearmente com a incidência de radiação solar. Já a corrente I_d é responsável por gerar o comportamento não-linear da característica $I \times V$ da célula fotovoltaica. A corrente I_{sh} é a corrente medida na resistência em paralelo, R_{sh} , no circuito. Assim, a corrente de saída da célula I_c é dada por:

$$I_c = I_g - I_d - I_{sh} \quad (2.1)$$

A Equação (2.2) mostra a definição de I_g , dependente da radiação solar e da temperatura (RAJAPAKSE; MUTHUMUNI, 2009):

$$I_g = \frac{G * I_{scR}}{G_{ref}} * [1 + \alpha_T (T_c - T_{cR})] \quad (2.2)$$

Em que T_c é a temperatura da célula e T_{cR} é a temperatura de referência da célula, em K. O parâmetro α_T é o coeficiente de temperatura da corrente fotovoltaica, em A/K. G e G_{ref} , ambos em W/m^2 , são as radiações solares incidente e a de referência, respectivamente.

I_{scR} , em A, é a corrente de curto circuito da célula fotovoltaica sob a radiação solar de referência. A corrente I_d , por sua vez, é expressa por:

$$I_d = I_0 * \left\{ \exp \left[\frac{q}{nkT_c} (V_c + R_{sr}I_c) \right] - 1 \right\} \quad (2.3)$$

Em que I_0 é a corrente de saturação do diodo, que pode ser calculada pela Equação (2.4), q é a carga elementar do elétron ($1,6 \times 10^{-19}$ C), n é o fator de idealidade do diodo, k é a constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K) e V_c é a tensão de saída da célula.

$$I_0 = I_{oR} \left(\frac{T_c}{T_{cR}} \right)^3 \left\{ \exp \left[\frac{qe_g}{nk} \left(\frac{1}{T_{cR}} - \frac{1}{T_c} \right) \right] \right\} \quad (2.4)$$

Sendo I_{oR} a corrente de saturação do diodo na temperatura de referência, calculada pela Equação (2.5), e e_g , a energia de banda proibida do material de fabricação da célula.

$$I_{oR} = \frac{I_{scR}}{\left[\exp \left(\frac{qV_{ocR}}{nkT_{cR}} \right) - 1 \right]} \quad (2.5)$$

Em que V_{ocR} é a tensão de circuito aberto e I_{scR} é a corrente de curto circuito da célula fotovoltaica.

2.2 Módulos fotovoltaicos

Para aumentar a tensão e a corrente de saída, as células fotovoltaicas são conectadas em série formando o módulo fotovoltaico. Existem diversos modelos de módulos fotovoltaicos no mercado, com diferentes potências de saída. A folha de dados desses módulos contém as características de desempenho elétrico, tanto nas condições padrão (STC – *Standard Test Conditions*), 1.000 W/m^2 e 25°C , quanto nas condições de teste normais em operação (NOCT – *Normal Operating Cell Temperature*), 800 W/m^2 e 20°C . A especificação pode conter as curvas características $I \times V$ e $P \times V$ do modelo. Para cada modelo, são apresentadas as seguintes características:

- Máxima potência de saída (P_{mp});
- Tensão e corrente de máxima de potência (V_{mp} e I_{mp});
- Tensão de circuito aberto (V_{oc});
- Corrente de curto-circuito (I_{sc});
- Eficiência;

- Máxima tensão e corrente reversa às quais o módulo possa ser submetido;
- Coeficientes de temperatura relativos à V_{oc} , I_{sc} e P_{mp} .

A folha de dados também apresenta as características construtivas do módulo, isto é, material utilizado para confecção das células, número de células em série no módulo, número de diodos *bypass*, as dimensões e o peso.

2.3 Algoritmos para rastreamento de máxima potência

O crescimento da utilização de sistemas fotovoltaicos na geração de energia encontra alguns obstáculos como o alto custo de fabricação dos módulos e a baixa eficiência, em média de 13%, na conversão de energia. Sendo assim, é necessário extrair a máxima eficiência possível do arranjo. Para tanto, são utilizados os algoritmos para rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT – *Maximum Power Point Tracking*) que conferem o maior rendimento possível ao sistema fotovoltaico, dados os valores instantâneos de radiação e temperatura.

Como visto na Seção 2.1, a curva característica $I \times V$ do módulo apresenta característica não-linear próxima ao ponto de máxima potência (MPP – *Maximum Power Point*), localizado no joelho da curva. Rastrear o MPP é uma tarefa árdua quando da variação da radiação solar e/ou temperatura. Contudo, existem diversos algoritmos propostos na literatura, já simulados e implementados. Todas essas estratégias têm o mesmo objetivo, que é extrair máxima potência do sistema fotovoltaico em que são aplicadas. Dentre elas, citam-se (LIU et al., 2016):

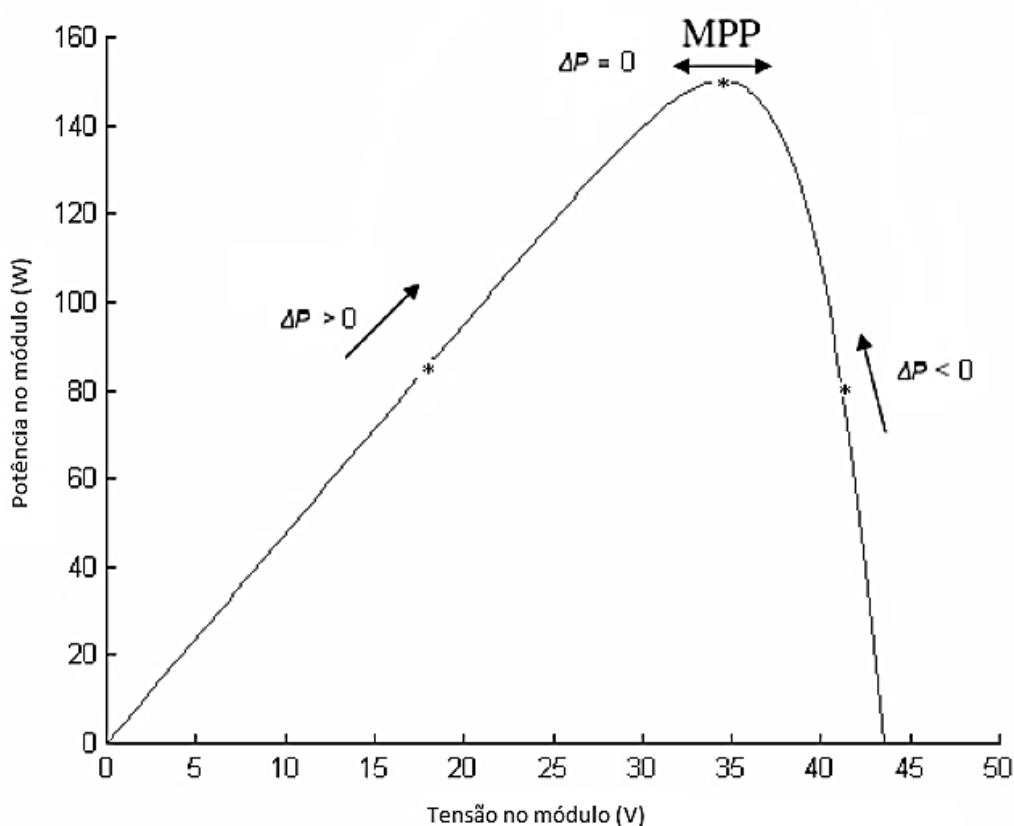
- Perturbação e Observação;
- Condutância Incremental;
- Algoritmos baseados em lógica *fuzzy* e redes neurais;
- Capacitâncias parasitas;

2.3.1 Perturbação e Observação (P&O)

Esse algoritmo apresenta estrutura simples de controle e é baseado na medição de tensão e corrente do arranjo fotovoltaico, o que torna fácil a sua implementação. O valor de

tensão medido é incrementado e é observado o comportamento da potência de saída, isto é, se há aumento ou diminuição da potência fornecida em relação ao ponto de operação medido. Quando ocorre um aumento, mantém-se a perturbação no mesmo sentido e se ocorre diminuição, inverte-se o sentido da perturbação, como pode ser observado na Figura 2.5. A saída do algoritmo então é comparada com a tensão de referência e passa por um controlador proporcional-integral (PI) para ajustar a razão cíclica do conversor CC/CC de modo a extrair a máxima potência do conjunto. É possível observar o fluxograma do algoritmo na Figura 2.6.

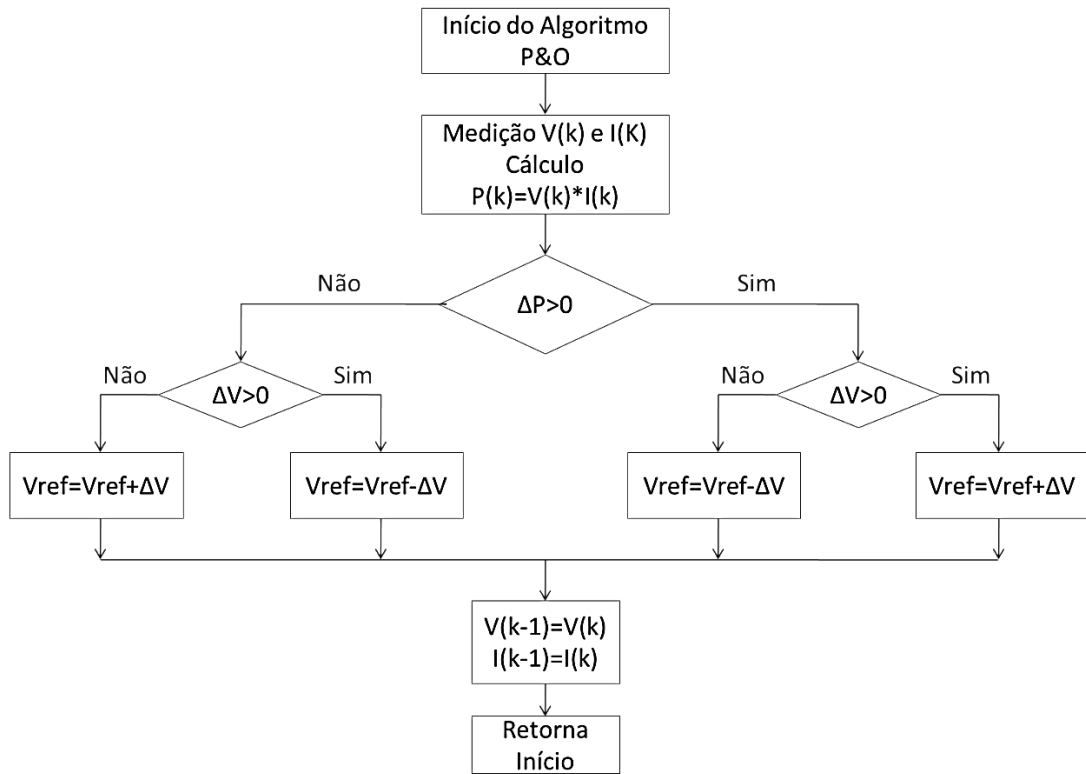
Figura 2.5 – Funcionamento do algoritmo de P&O na curva P_xV de um módulo genérico



Fonte: produção da própria autora (2017).

Como as perturbações na tensão do arranjo fotovoltaico são constantes nesse algoritmo, o MPP nunca é atingido e o sistema se torna oscilante próximo ao MPP, causando perdas no sistema. A oscilação pode ser menor ou maior, dependendo do valor do incremento utilizado. É válido ressaltar que esse valor pode não ser constante, a fim de otimizar o rastreamento, tornando-o mais rápido.

Figura 2.6 – Fluxograma do algoritmo P&O



Fonte: produção da própria autora (2017).

2.3.2 Condutância Incremental (CondInc)

Uma das desvantagens na escolha do algoritmo P&O para o MPPT é que, diante de grandes variações de radiação ou temperatura, ocorre falha no rastreamento. Isso não acontece no método de condutância incremental, que é baseado na inclinação da curva $P \times V$ do arranjo fotovoltaico. Na curva $P \times V$ do arranjo fotovoltaico, Figura 2.7, tem-se que:

$$\frac{dP}{dV} > 0, \text{ à esquerda do MPP};$$

$$\frac{dP}{dV} = 0, \text{ no MPP}; \text{ e}$$

$$\frac{dP}{dV} < 0, \text{ à direita do MPP}.$$

Mas $\frac{dP}{dV}$ pode ser escrita da seguinte forma:

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(V * I)}{dV} = I * \frac{dV}{dV} + V * \frac{dI}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \quad (2.6)$$

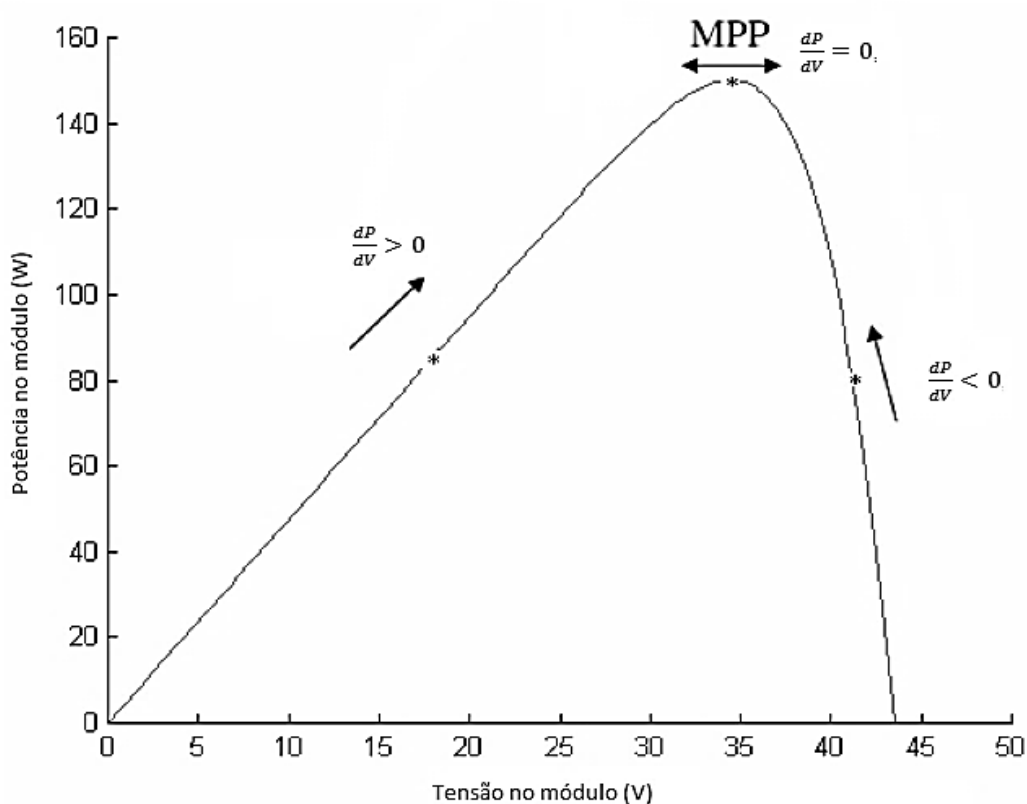
Assim,

$$\frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V}, \text{ quando o ponto de operação é o MPP};$$

$$\frac{dI}{dV} > -\frac{I}{V}, \text{ quando o ponto de operação está à esquerda do MPP};$$

$$\frac{dI}{dV} < -\frac{I}{V}, \text{ quando o ponto de operação está à direita do MPP}.$$

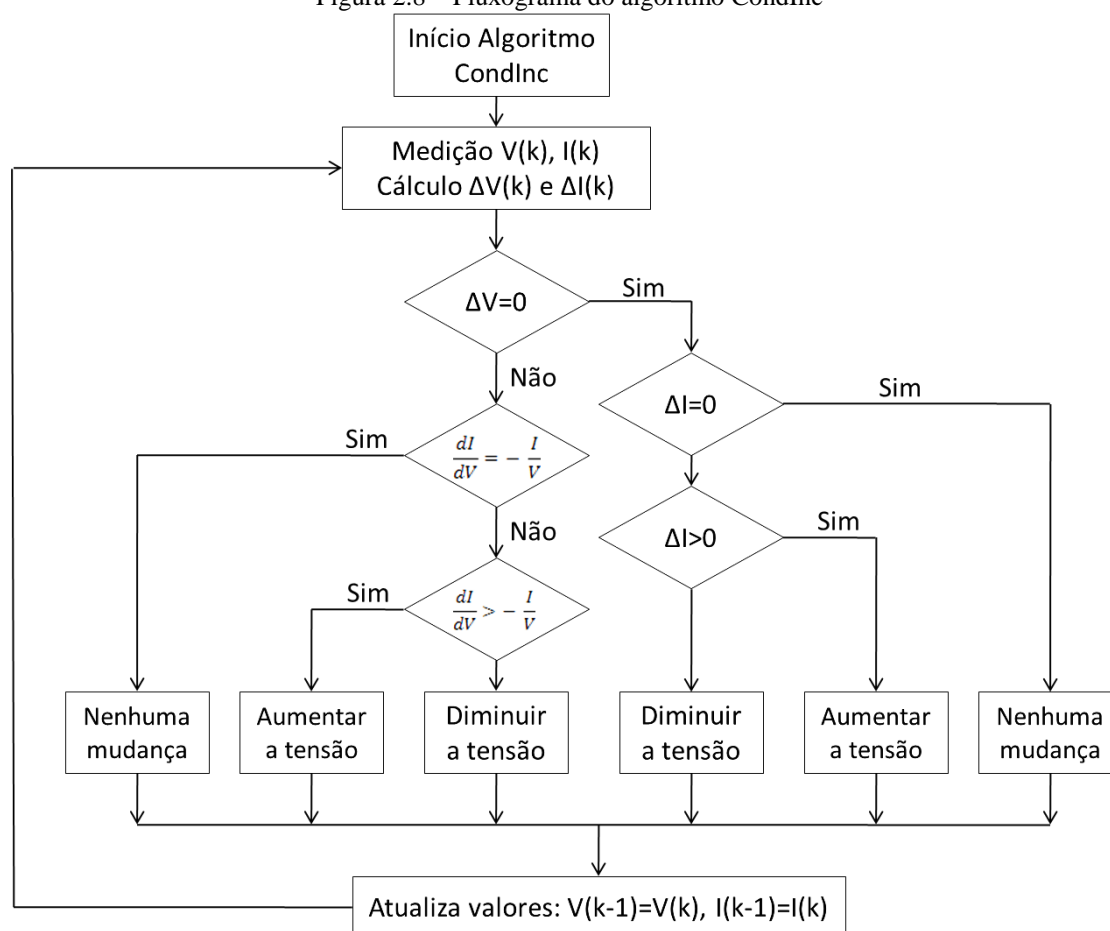
Figura 2.7 – Funcionamento do algoritmo CondInc na curva P_xV de um módulo genérico



Fonte: produção da própria autora (2017).

O fluxograma do algoritmo é mostrado na Figura 2.8. É possível observar que ao contrário do algoritmo de P&O, o CondInc detecta se houve mudanças na radiação solar incidente pela verificação de ΔI . Se $\Delta I=0$, o algoritmo não toma nenhuma ação. Se ΔI for maior ou menor que zero, isto é, se há aumento ou diminuição de radiação solar, respectivamente, o algoritmo toma as ações necessárias para encontrar o ponto de máxima potência. Assim, comparado com o P&O, o CondInc consegue rastrear rapidamente o MPP quando da variação de radiação solar, contudo, apresenta maior complexidade de implementação.

Figura 2.8 – Fluxograma do algoritmo CondInc



Fonte: produção da própria autora (2017).

2.4 Validação do módulo fotovoltaico em PSCAD/EMTDC

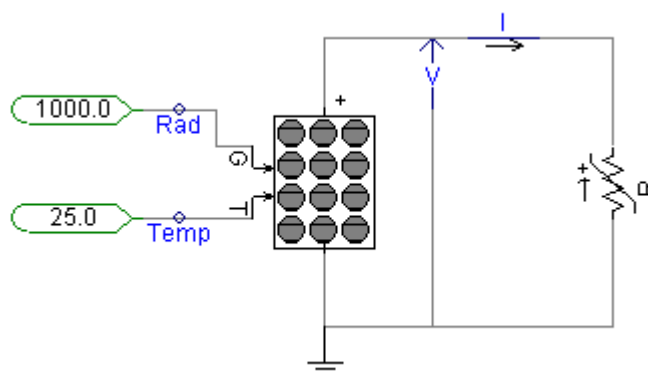
Para compor o sistema híbrido objeto de estudo desta dissertação, escolheu-se o módulo fotovoltaico LDK-230P-20 fabricado pela LDK Solar. Rahman e outros (2013) utilizaram as informações contidas nas folhas de dados de vários módulos fotovoltaicos comercializados no mercado e determinaram parâmetros como o fator de idealidade do diodo, a resistência série e a resistência *shunt*. Para validação, no *software* PSCAD/EMTDC, foram utilizados resultados publicados por Rahman e outros (2013), além das informações contidas na folha de dados exposta no Anexo A. Na Tabela 2.1, são mostradas as características do módulo escolhido. Esses parâmetros foram substituídos no PSCAD, no bloco mostrado na Figura 2.9, para gerar as curvas $I \times V$ e $P \times V$ características do módulo fotovoltaico escolhido. As entradas do bloco são a radiação solar incidente e a temperatura ambiente. Para produzir as curvas $I \times V$ e $P \times V$, foi conectada à saída do módulo uma resistência variável (R) com o tempo de simulação.

Tabela 2.1 – Características do módulo LDK-230P-20 em condições padrão de teste (1.000 W/m² e 25 °C)

Potência nominal de saída (P_{MAX}) [W_p]	230
Tensão na máxima potência (V_{MP}) [V]	29,3
Corrente na máxima potência (I_{MP}) [A]	7,88
Tensão de circuito aberto (V_{OC}) [V]	36,9
Corrente de curto-circuito (I_{SC}) [A]	8,43
Coefficiente de temperatura para P_{MAX}	-0,45%/°C
Coefficiente de temperatura para V_{OC}	-0,33%/°C
Coefficiente de temperatura para I_{SC}	0,06%/°C
Temperatura de operação [°C]	De -40 a 85
Número de células em série no módulo	60
Eficiência do módulo [%]	14,09
Área efetiva por célula [m²]	0,024336
Fator de idealidade do diodo	1,21328
Resistência série [Ω]	0,00527
Resistência shunt [Ω]	2344,42
Banda de energia do material [eV]	1,12

Fonte: Rahman e outros (2013).

Figura 2.9 – Bloco de fonte solar fotovoltaica no PSCAD

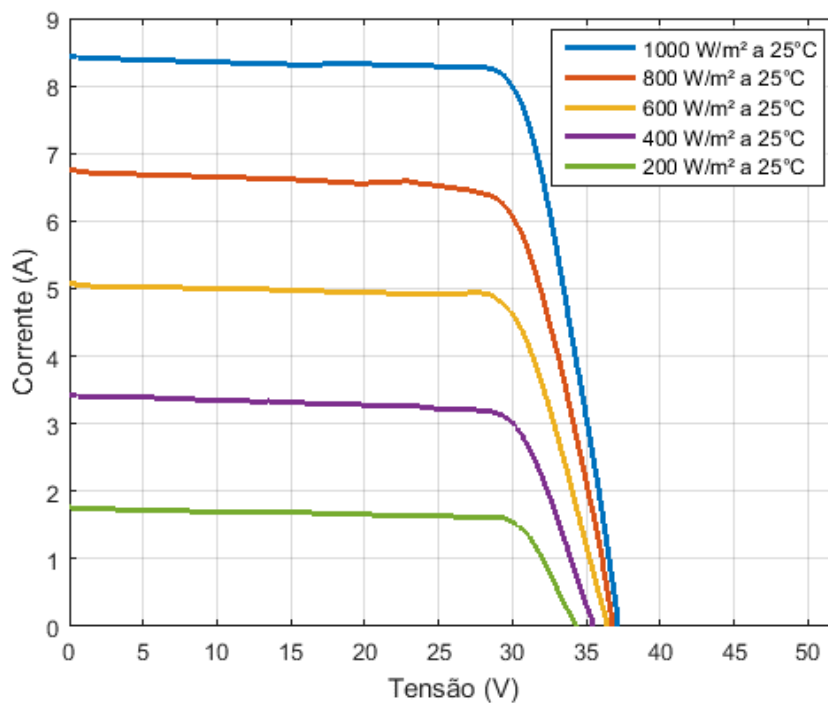


Fonte: produção da própria autora (2017).

Nas Figura 2.10 e 2.11, são mostradas as curvas características do módulo fotovoltaico LDK 230P-20 de corrente *versus* tensão e potência *versus* corrente para diferentes níveis de irradiação, obtidas a partir da folha de dados. Em seguida, essas curvas foram utilizadas para comparação com os resultados obtidos a partir da simulação no *software* PSCAD, a fim de

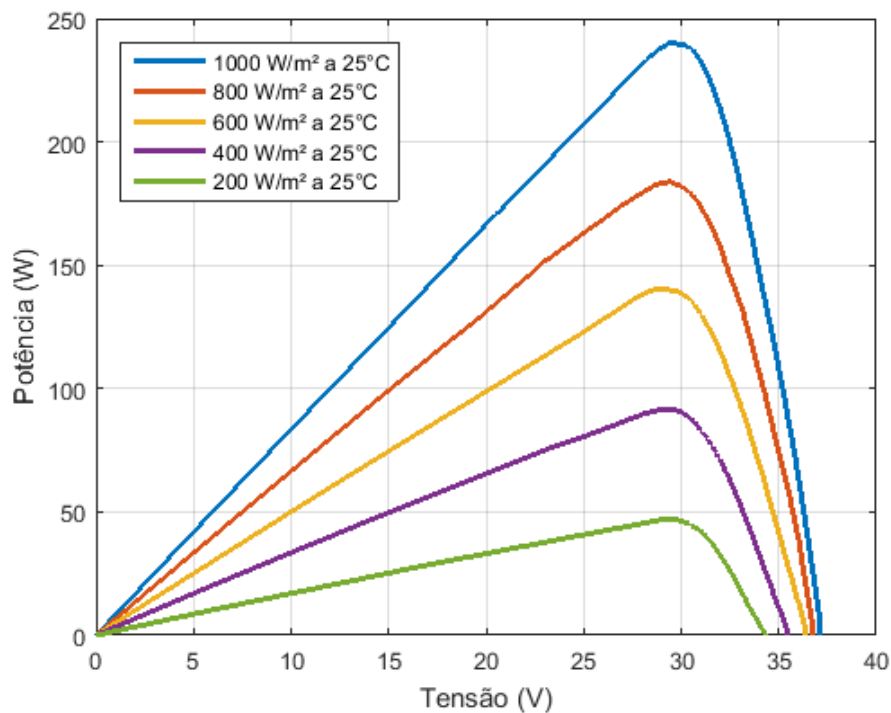
verificar a representatividade do modelo do *software* com os dados reais do módulo fotovoltaico. Os resultados são mostrados nas Figura 2.12 a 2.16.

Figura 2.10 – Curva IxV do módulo fotovoltaico LDK 230P-20



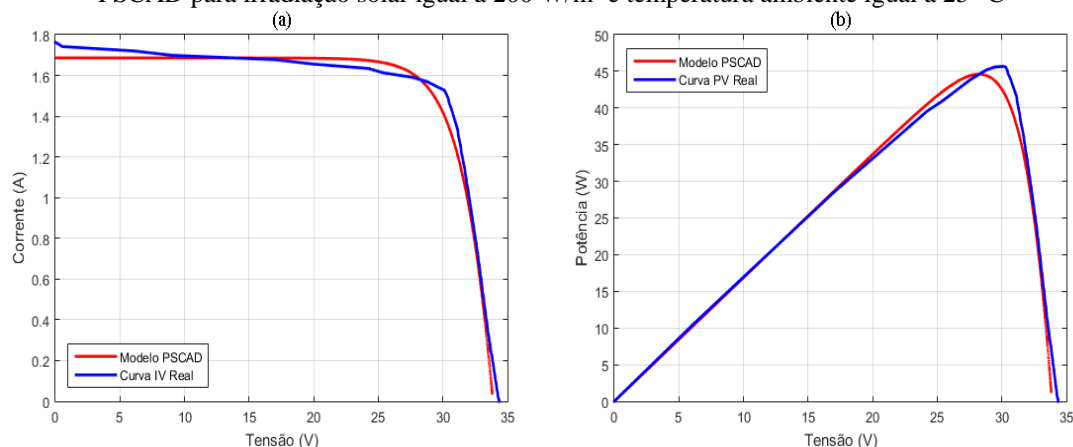
Fonte: LDK SOLAR (2016).

Figura 2.11 – Curva PxV do módulo fotovoltaico LDK 230P-20



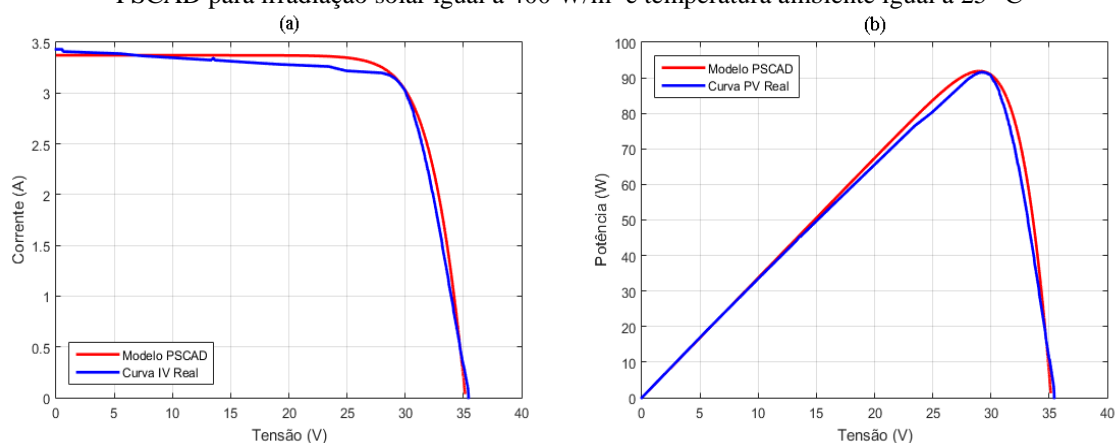
Fonte: LDK SOLAR (2016).

Figura 2.12 – Comparativo das curvas características (a) $I \times V$ e (b) $P \times V$ reais com as obtidas no modelo do PSCAD para irradiação solar igual a 200 W/m^2 e temperatura ambiente igual a 25°C



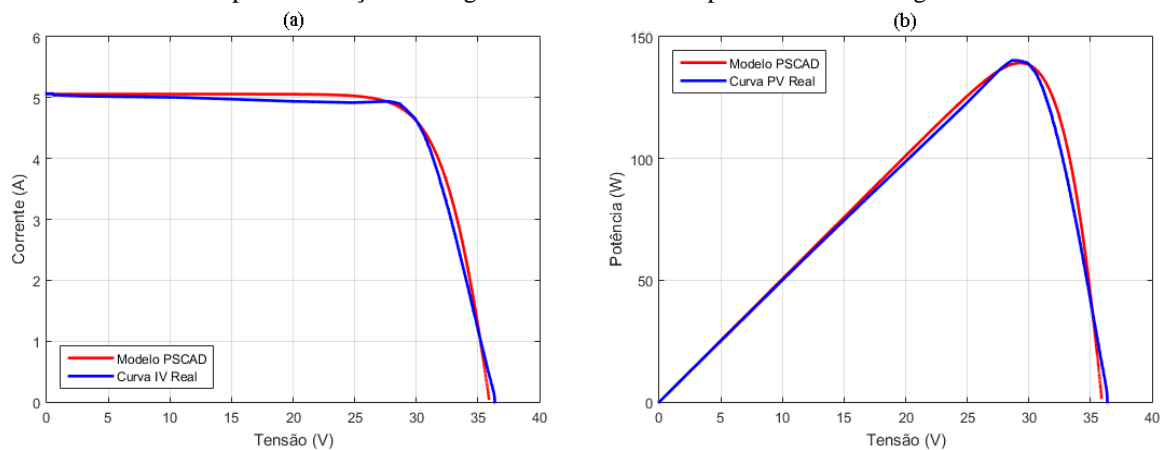
Fonte: produção da própria autora (2017).

Figura 2.13 – Comparativo das curvas características (a) $I \times V$ e (b) $P \times V$ reais com as obtidas no modelo do PSCAD para irradiação solar igual a 400 W/m^2 e temperatura ambiente igual a 25°C



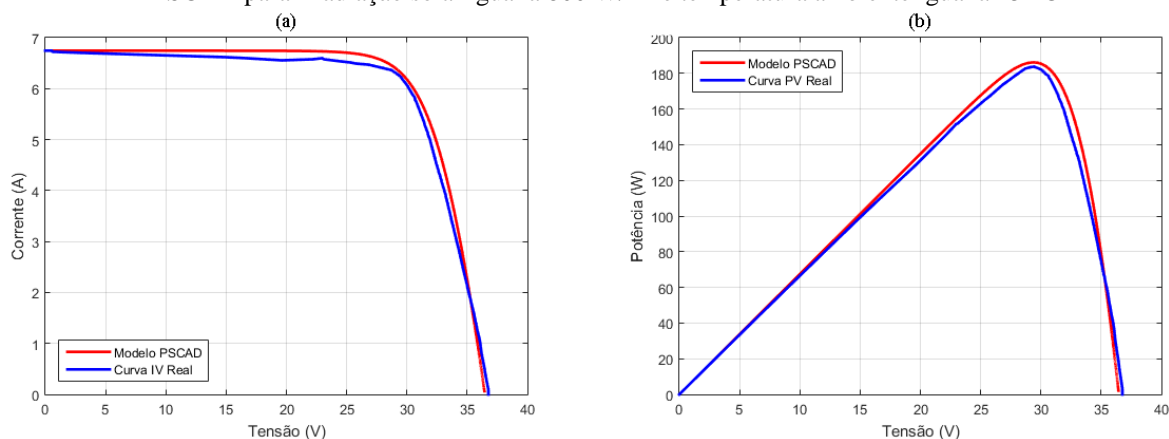
Fonte: produção da própria autora (2017).

Figura 2.14 – Comparativo das curvas características (a) $I \times V$ e (b) $P \times V$ reais com as obtidas no modelo do PSCAD para irradiação solar igual a 600 W/m^2 e temperatura ambiente igual a 25°C



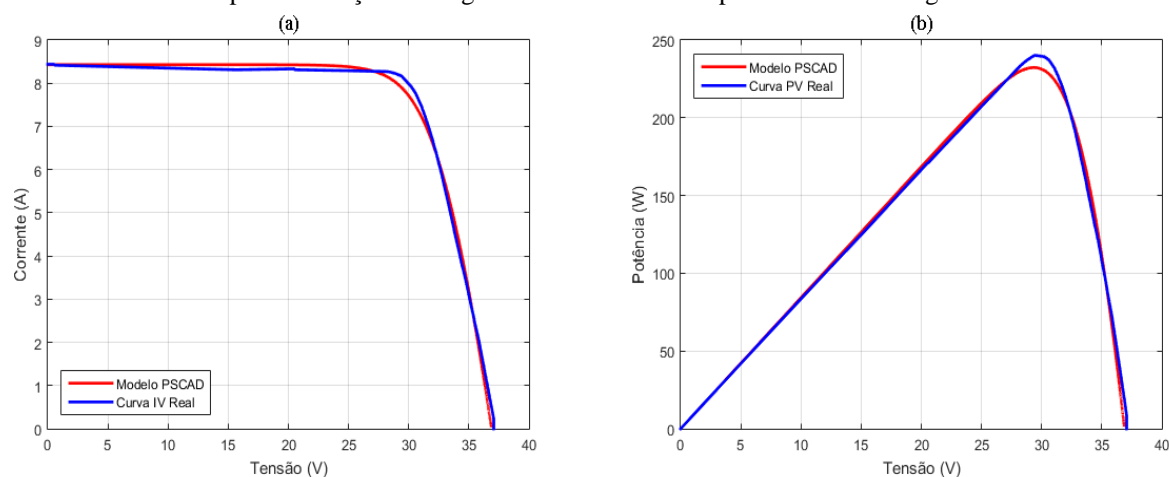
Fonte: produção da própria autora (2017).

Figura 2.15 – Comparativo das curvas características (a) I_xV e (b) P_xV reais com as obtidas no modelo do PSCAD para irradiação solar igual a 800 W/m^2 e temperatura ambiente igual a 25°C



Fonte: produção da própria autora (2017).

Figura 2.16 – Comparativo das curvas características (a) I_xV e (b) P_xV reais com as obtidas no modelo do PSCAD para irradiação solar igual a 1000 W/m^2 e temperatura ambiente igual a 25°C



Fonte: produção da própria autora (2017).

A fim de comprovar a adequação do modelo implementado, foram calculados os erros relativos ponto a ponto para todas as curvas apresentadas. Posteriormente, obteve-se o erro relativo médio entre a curva fornecida pelo fabricante e o modelo em PSCAD para cada valor de radiação solar simulado. Os erros encontrados estão abaixo de 1,5%, sendo mostrados na Tabela 2.2. Dessa forma, considera-se que modelo escolhido para o módulo fotovoltaico é satisfatório para representá-lo, respondendo adequadamente a diferentes níveis de radiação solar.

A Tabela 2.3 mostra os valores de potência, tensão e corrente no ponto de máxima potência a partir da simulação do modelo obtido para o módulo LDK-230P-20 da LDK Solar, enquanto a Tabela 2.4 apresenta os erros relativos entre a curva real e a curva obtida a partir

do modelo em PSCAD para o ponto de máxima potência. Observa-se na Tabela 2.4 que os erros relativos de tensão, corrente e potência no MPP são menores que 4%. A medição do erro relativo no ponto de máxima potência é de extrema importância, já que com a aplicação do MPPT, o arranjo fotovoltaico operará de modo a extrair a máxima potência possível para a radiação solar incidente.

Tabela 2.2 – Erro relativo médio entre as curvas obtidas no modelo em PSCAD e as curvas fornecidas pelo fabricante

Radiação solar (W/m²)	Erro relativo médio (%)
200	-1,2026
400	1,2039
600	0,5743
800	1,4263
1000	-0,7681

Fonte: produção da própria autora (2017).

Tabela 2.3 – Valores obtidos a partir da simulação do módulo LDK-230P-20 em PSCAD para o ponto de máxima potência sob diferentes níveis de irradiância solar

Irradiação (W/m²)	Ponto de Máxima Potência (MPP)		
	Potência (W)	Corrente (A)	Tensão (V)
1000	232,348	8,119	28,415
800	186,126	6,425	28,915
600	139,236	4,813	28,881
400	91,882	3,194	28,747
200	44,617	1,574	28,337

Fonte: produção da própria autora (2017).

Tabela 2.4 – Erros relativos entre as curvas reais e as curvas obtidas no *software* PSCAD no ponto de máxima potência

Irradiação (W/m²)	Erro Relativo (%) no Ponto de Máxima Potência (MPP)		
	Potência	Corrente	Tensão
1000	3,257	0,551	1,743
800	-1,305	-0,904	0,135
600	0,806	3,628	-1,676
400	-0,341	3,342	-0,116
200	2,979	2,393	3,608

Fonte: produção da própria autora (2017).

Na Tabela 2.5, são apresentados os erros relativos para a corrente de curto-circuito e para a tensão de circuito aberto entre as curvas da folha de dados e as curvas obtidas pelo modelo em PSCAD. Novamente, os erros encontrados estão abaixo de 5%. Isso significa que o modelo é consistente com o comportamento real do módulo escolhido para compor o sistema híbrido.

Tabela 2.5 – Erros relativos entre as curvas reais e as curvas obtidas no *software* PSCAD para a corrente de curto-circuito e a tensão de circuito aberto

Irradiação (W/m²)	Erro relativo (%)	
	Corrente de curto circuito (Isc)	Tensão de circuito aberto (Voc)
1000	0,099	1,163
800	0,014	1,533
600	0,156	2,009
400	1,699	1,820
200	4,392	3,351

Fonte: produção da própria autora (2017).

2.5 Considerações Finais

Neste capítulo, foram abordados os conceitos e princípios mais importantes relacionados à energia solar fotovoltaica. Foi apresentada a descrição matemática da modelagem da célula fotovoltaica utilizada pelo *software* PSCAD. Além disso, explanou-se de forma geral sobre as características e modelos de um módulo fotovoltaico e as estratégias para o MPPT. Em seguida, o modelo usado para representar o módulo fotovoltaico escolhido para compor o sistema híbrido foi validado no PSCAD por meio da inserção dos parâmetros necessários à simulação. Ao fim, as curvas obtidas pelo *software* foram comparadas com as curvas obtidas a partir da folha de dados fornecida pelo fabricante, para diferentes níveis de radiação solar incidente.

3 CÉLULAS A COMBUSTÍVEL

A célula a combustível (CaC) é um dispositivo capaz de converter energia química em energia elétrica e calor, por meio da oxidação do combustível sem que haja combustão. Em um sistema baseado em CaCs, a reação acontece na célula eletroquímica, com reagentes separados, forçando a transferência de elétrons para um circuito externo. Já nos sistemas convencionais de geração, o combustível é oxidado espontaneamente em reação de combustão irreversível, gerando calor, que precisa ser convertido em energia mecânica e posteriormente em eletricidade.

Atualmente, existem vários fabricantes de CaCs com foco em diversos setores, utilizadas tanto em aplicações estacionárias como em transporte e dispositivos móveis. Há sistemas baseados em CaCs instalados em hospitais, hotéis e escolas, além daqueles desenvolvidos especificamente para veículos automotivos e eletrônicos portáteis.

Em aplicações estacionárias, tem-se o sistema baseado em CaC conectado à rede provendo energia adicional à planta ou funcionando de modo isolado como fonte independente em localidades remotas. Esse tipo de geração de energia elétrica pode atingir eficiência entre 40% e 60% no processo, quando da utilização de hidrocarboneto como combustível. Se for considerada a cogeração, isto é, se o calor gerado no processo for aproveitado, aumenta-se a eficiência para até 85% (ANDÚJAR; SEGURA, 2009).

Nos sistemas de telecomunicações instalados em localidades em que não há acesso à rede de distribuição, as CaCs competem com as baterias com potências entre 1 e 5 kW, sendo aplicadas a torres de transmissão e/ou recepção. Outra aplicação para as CaCs se dá em estações de tratamento de esgoto e aterros sanitários, reduzindo a emissão de gases poluentes e permitindo geração de energia a partir do metano (ANDÚJAR; SEGURA, 2009).

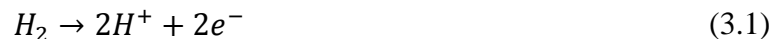
No setor automotivo, estão sendo desenvolvidos e testados novos modelos de veículos envolvendo a tecnologia de CaC. Alguns modelos já estão disponíveis no mercado e são comercializados por fabricantes como Honda e Toyota desde 2008. São veículos considerados altamente eficientes, reduzindo a emissão de CO₂ e a poluição sonora. Também estão sendo desenvolvidas locomotivas e aeronaves com aplicação de CaCs (ANDÚJAR; SEGURA, 2009).

Os benefícios do uso de CaCs para geração de energia elétrica incluem alta eficiência, confiabilidade e qualidade de energia em regime permanente, flexibilidade de combustível, pouca manutenção e, nenhum ou pouco ruído de operação, já que existem nenhuma ou poucas partes móveis. Dessa forma, a CaC possui potencial para competir com os meios convencionais de geração de energia, já que não apresentam limitações geográficas, podendo ser instaladas em qualquer local do sistema de distribuição. Entre as desvantagens, tem-se o custo do investimento para instalação dessa tecnologia, que ainda é muito alto para aplicações estacionárias.

Neste capítulo serão discutidos conceitos relativos às CaCs, seu princípio de funcionamento e os tipos de células existentes. Também será apresentada sua modelagem matemática e validação do modelo em PSCAD para composição de um sistema híbrido.

3.1 Princípio de Funcionamento

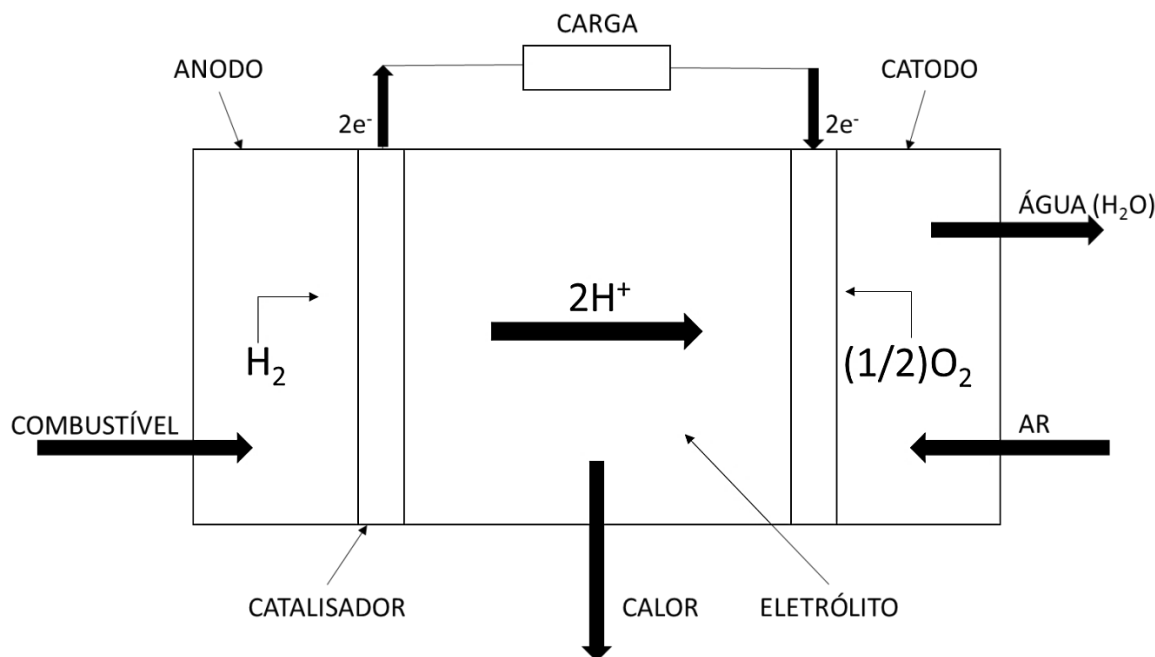
Os elementos básicos de uma célula a combustível a hidrogênio são mostrados na Figura 3.1. O anodo (eletrodo negativo) e catodo (eletrodo positivo) porosos são separados por um eletrólito ou membrana eletrolítica. A injeção de combustível acontece no anodo, onde ocorre a oxidação eletroquímica. Enquanto no catodo é injetado oxidante, ocorrendo redução eletroquímica. A partir dessas duas reações, tem-se como produtos água e corrente elétrica, corrente esta que flui pelo circuito externo à célula. O hidrogênio que entra pelo anodo é dissociado em íons de hidrogênio e elétrons com a atuação do catalisador. Os íons H^+ fluem livres pelo eletrólito e o oxigênio injetado no catodo se liga a esses íons, formando água. Já os elétrons liberados fluem pelo circuito externo que conecta o anodo ao catodo. À medida que a água é retirada do sistema, mais íons circulam no eletrólito dando continuidade a reação e assim, produzindo mais eletricidade. As reações de oxidação e redução típicas para o anodo e catodo de uma CaC a hidrogênio são dadas pelas Equações (3.1) e (3.2), respectivamente:



Pode-se dizer que o funcionamento e a estrutura de uma CaC são semelhantes aos de uma bateria, com a exceção de que a CaC pode, teoricamente, produzir energia elétrica enquanto houver injeção de combustível e oxidante. Assim, somente a degradação ou mau

funcionamento de qualquer um dos componentes da CaC impõem limites a sua vida útil. Já na bateria, a máxima energia disponível é limitada pela quantidade de reagente químico armazenado, ou seja, quando os reagentes são inteiramente consumidos, a bateria deixa de produzir energia elétrica.

Figura 3.1– Esquemático de uma célula a combustível a hidrogênio



Fonte: produção da própria autora (2017).

3.2 Tipos de Célula a Combustível

As CaCs são classificadas de acordo com o tipo de eletrólito e combustível utilizados. Essas características determinam o tipo de reação que se dá nos eletrodos, os íons que atravessam o eletrólito e a temperatura de operação.

A temperatura de operação dita as propriedades físico-químicas e termodinâmicas dos materiais empregados nos componentes da CaC, isto é, nos eletrodos, no eletrólito, nas interconexões, entre outros. Eletrólitos aquosos, por exemplo, estão limitados a temperaturas em torno de $200^\circ C$ ou mais baixas, visto que apresentam alta pressão de vapor e rápida degradação em temperaturas mais altas.

Como o hidrogênio da fonte primária de combustível (hidrocarbonetos) não está disponível para pronta utilização, um dos componentes mais importantes da CaC é o processador de combustível ou reformador. O reformador tem a função de quebrar o combustível em hidrogênio e separá-lo dos gases de carbono, utilizando um catalisador. Em

CaC que operam a baixas temperaturas, o reformador deve converter totalmente a fonte primária de combustível, em hidrogênio antes de entrar na CaC. Já nas CaCs de alta temperatura, o combustível pode ser reformado internamente. Sendo assim, cada tipo de CaC requer características específicas do combustível a ser injetado (VILLALBA, 2013).

Os principais tipos de célula a combustível são:

- CaC de Membrana Polimérica Trocadora de Prótons – PEMFC (*Proton Exchange Membrane Fuel Cell*);
- CaC de Ácido Fosfórico – PAFC (*Phosphoric Acid Fuel Cell*);
- CaC de Carbonato Fundido – MCFC (*Molten Carbonate Fuel Cell*); e,
- CaC de Óxido Sólido – SOFC (*Solid Oxid Fuel Cell*).

Existem grandes diferenças com relação ao custo, aplicação, projeto e faixas de potência entre as diversas CaCs. Os tipos destacados acima aparecem em ordem crescente de temperatura de operação, sendo a temperatura em torno de 80°C para PEMFC e 1000°C para a SOFC. As CaCs de baixa temperatura, PEMFC e PAFC, utilizam eletrólitos aquosos em que H^+ e OH^- são os portadores iônicos dominantes. Em temperaturas mais altas, como nas CaCs MCFC e SOFC, os íons CO_3^{2-} e O^{2-} são os portadores iônicos, respectivamente (AKKINAPRAGADA, 2007).

A PEMFC atrai muito interesse na geração distribuída devido à alta densidade de energia, alta eficiência e baixa temperatura de operação. O eletrólito utilizado nessa célula é não-corrosivo, o que aumenta a segurança do sistema. Como desvantagem, a PEMFC é muito sensível a impurezas no hidrogênio indicando a necessidade de um reformador de combustível. Além disso, o catalisador utilizado e a membrana de polímero sólido são onerosos (NETL, 2004).

O desenvolvimento de MCFC tem foco principal em aplicações estacionárias e marinhas, em que o tamanho e o peso não são um empecilho, assim como o grande tempo de partida devido à alta temperatura de operação. As vantagens na utilização desse tipo de célula são a grande geração de calor, rápidas reações químicas, reforma espontânea do combustível, redução de custo já que não necessita de catalisadores nobres. As desvantagens envolvem a necessidade de pré-aquecimento para partida, alta intolerância ao enxofre e materiais resistentes à corrosão (NETL, 2004).

A SOFC conduz íons de O_2^- do catodo para o anodo, fluxo contrário ao das outras CaCs, e emprega como catalisador a perovskita ($CaTiO_3$). Assim como a MCFC, a SOFC também tem a capacidade de reformar o combustível internamente e gerar grande quantidade de calor, porém consegue trabalhar com densidades de corrente maiores que a MCFC (AKKINAPRAGADA, 2007)

Na Tabela 3.1 é possível conferir um resumo das características dos principais tipos de célula a combustível, como temperatura de operação, tipo de combustível e a faixa de potência, além de outras informações relevantes.

Tabela 3.1 – Características das células a combustível

	PEMFC	PAFC	MCFC	SOFC
Pressão de operação	1-5 atm	1-8 atm	1-10 atm	1-13 atm
Faixa de potência	3-250 kW	100-200 kW	250 kW-10MW	1kW-10MW
Temperatura	80-100°C	200°C	650°C	800-1000°C
Rendimento	35-40%	35-40%	50-55%	45-50%
Combustível	H ₂	H ₂	H ₂ , CO, CH ₄	H ₂ , CO, CH ₄ , NH ₃
Veneno	CO, NH ₃ , Cl ₂ , S ₂	CO, NH ₃ , Cl ₂ , S ₂	Cl ₂ , S ₂	S ₂
Portador de carga	H ⁺	H ⁺	CO ₃ ²⁻	O ²⁻
Material utilizado	Grafite	Grafite	Níquel e Aço Inoxidável	Cerâmica e Metal
Arrefecimento	Água	Água aquecida	Ar em excesso	Ar em excesso

Fonte: Akkinapragada (2007).

3.3 Célula a Combustível de Membrana Trocadora de Prótons (PEMFC)

Considerada uma fonte de energia promissora, principalmente no setor automotivo e em aplicações estacionárias com cogeração, a PEMFC apresenta alta eficiência, alta densidade de potência e robustez. Devido à natureza dos materiais para fabricação, a PEMFC opera em baixas temperaturas o que implica em uma partida mais rápida quando comparada

com as outras CaCs. Além disso, a PEMFC consegue responder rapidamente a variações de carga se comparada a outros tipos de células a combustível (ANDÚJAR; SEGURA, 2009).

A estrutura da PEMFC é similar à das outras CaCs, com a exceção de que o eletrólito utilizado é uma fina membrana porosa, que é permeável a prótons (H^+) e não conduz elétrons. Assim, a necessidade de lidar com ácidos corrosivos ou bases é eliminada do sistema, tornando-o mais seguro. A membrana porosa é uma fina camada de eletrólito que conduz prótons do anodo para o catodo. As membranas atualmente utilizadas são baseadas no ácido perfluorosulfônico, sendo a mais pesquisada em Nafion®. Essas membranas apresentam alto custo, devido ao seu processo de fabricação complexo (NETL, 2004).

A PEMFC também possui uma camada catalítica, que é onde ocorre a oxidação do hidrogênio ou a redução do oxigênio, tendo a platina como catalisador. Tem-se ainda o canal de fluxo de gás, o canal de refrigeração, as placas bipolares e camada difusora de gás. O canal de fluxo de gás tem a função de fornecer e distribuir os combustíveis reagentes, enquanto que o canal de refrigeração tem a função de remover o calor residual da CaC. Por sua vez, as placas bipolares atuam como suporte mecânico para o conjunto membrana-eletrodos e para o transporte de elétrons. E por último, a camada difusora de gás conecta eletronicamente as placas bipolares e o eletrodo, promovendo a passagem para transporte dos reagentes até a camada catalítica e a remoção de calor e água da CaC (NETL, 2004).

Enquanto outros tipos de CaCs operam com densidade de corrente aproximada de 1 A/cm^2 , a PEMFC consegue operar com 4 A/cm^2 . Esse desempenho se deve a alta condutividade iônica da membrana polimérica utilizada e a alta condutividade elétrica dos materiais construtivos da camada difusora de gás e dos pratos bipolares (NETL, 2004).

Nos últimos anos, foram coordenadas muitas pesquisas a fim de melhorar o desempenho da PEMFC. Os resultados dessas pesquisas possibilitaram a redução do custo do kW e o aumento da densidade de potência para a PEMFC, o que contribuiu para que essa tecnologia ganhasse espaço significativo no mercado.

3.3.1 Tensão Ideal - Equação de Nernst

A energia química disponível em uma CaC é definida pela energia livre de Gibbs e pela entalpia de formação. A energia livre de Gibbs, \bar{g}_{livre} , é a quantidade de energia

disponível em um sistema termodinâmico para realizar trabalho, isto é, mover os elétrons por um circuito externo. Já a entalpia de formação é a soma da energia livre de Gibbs com a entropia do sistema, que é a energia que não pode ser convertida em trabalho.

A variação da energia livre de Gibbs é definida como a diferença entre a energia livre dos reagentes e dos produtos, Equação (3.3), em que as grandezas são expressas por mol (NETL, 2004).

$$\overline{\Delta g}_{livre} = \overline{g}_{livre}^{produtos} - \overline{g}_{livre}^{reagentes} \left[\frac{J}{mol} \right] \quad (3.3)$$

Conforme as Equações (3.1) e (3.2), para cada molécula de hidrogênio que reage e para cada molécula de água produzida, ocorre o deslocamento de dois elétrons. O trabalho elétrico realizado ao mover dois elétrons por um potencial elétrico E é expresso por:

$$\tau_{elétrico} = -2 * F * E [J] \quad (3.4)$$

em que F é a constante de Faraday igual a 96.485,33 [C/mol]. Desprezando as perdas do sistema, o trabalho elétrico realizado se iguala à variação da energia livre de Gibbs. Assim:

$$E = -\frac{\overline{\Delta g}_{livre}}{2 * F} [V] \quad (3.5)$$

Para uma reação química genérica $\alpha A + \beta B \rightarrow \gamma C + \delta D$, em que A e B são os reagentes e C e D são os produtos, a energia livre de Gibbs pode ser equacionada por:

$$\overline{\Delta g}_{livre} = \overline{\Delta g}_{livre}^{\circ} - R * T * \ln \left(\frac{p_A^{\alpha} * p_B^{\beta}}{p_C^{\gamma} * p_D^{\delta}} \right) \quad (3.6)$$

Na Equação (3.6), $\overline{\Delta g}_{livre}^{\circ}$ é a energia livre de Gibbs no estado padrão (1 atm), p_j^i representa a pressão parcial dos reagentes e dos produtos, R é a constante universal dos gases igual a 8,3144 [J.K⁻¹.mol⁻¹] e T é a temperatura em K.

Se a CaC é a hidrogênio, os reagentes são hidrogênio e oxigênio e o produto é a água, e na Equação (3.2), cada mol de H₂ reage com 0,5 mol de O₂, formando um mol de H₂O. Combinando as Equações (3.5) e (3.6), obtém-se o potencial de Nernst, E_N , que é a tensão ideal de circuito aberto de uma CaC a hidrogênio.

$$E_N = -\frac{\overline{\Delta g^{\circ}_{livre}}}{2 * F} + \frac{R * T}{2 * F} * \ln \left(\frac{p_{H_2(g)} * \sqrt{p_{O_2(g)}}}{p_{H_2O(g)}} \right) \quad (3.7)$$

$$E_N = E_0 + \frac{R * T}{2 * F} * \ln \left(\frac{p_{H_2(g)} * \sqrt{p_{O_2(g)}}}{p_{H_2O(g)}} \right) \quad (3.8)$$

Infere-se da Equação (3.8) que a tensão da célula aumenta com o aumento das pressões parciais dos reagentes e diminui com o aumento das pressões parciais dos produtos. Para uma CaC a hidrogênio, o potencial elétrico E_0 padrão a 298 K é igual a 1,229 V se o produto é H_2O no estado líquido, ou é igual a 1,18 V, se o produto é H_2O em estado gasoso (NETL, 2004).

3.3.2 Perdas características das células a combustível

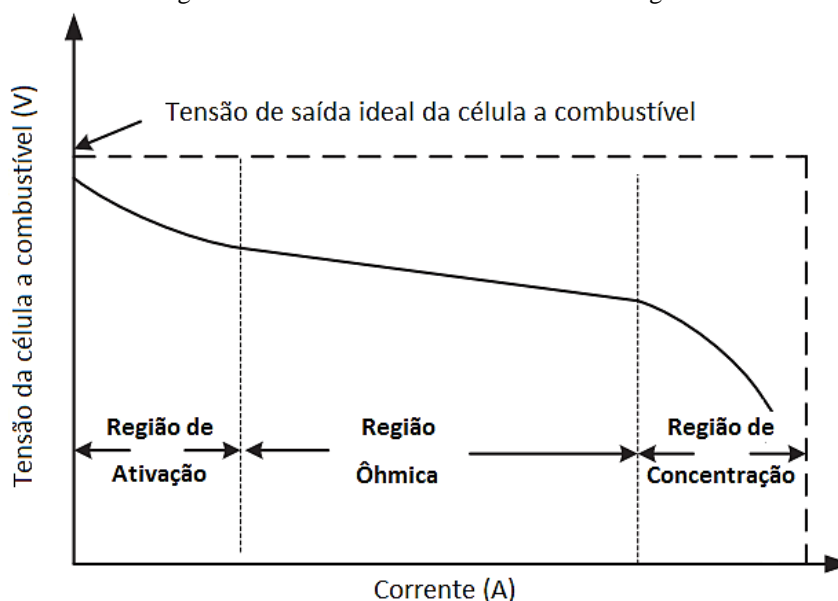
A tensão real de saída de uma célula a combustível é sempre inferior à tensão ideal, E_N , devido à contabilização de perdas irreversíveis: perdas por ativação, por concentração e perdas ôhmicas dissipadas sob a forma de calor (NETL, 2004). Assim, a tensão de saída, V_{OUT} , de uma CaC é descrita por:

$$V_{OUT} = E_N - V_{ativ} - V_{ohm} - V_{conc} \quad (3.9)$$

Em que V_{ativ} , V_{conc} e V_{ohm} representam as quedas de tensão relativas às perdas por ativação, por concentração e ôhmicas, respectivamente.

A curva característica de tensão *versus* corrente ($V \times I$) de uma célula a combustível é apresentada pela Figura 3.2. É observada a existência de três regiões distintas de operação da CaC, que são caracterizadas pelo tipo de perda mais significativa no ponto de operação da célula.

Figura 3.2 – Curva característica de uma CaC genérica



Fonte: Traduzido de Larminie e Dicks (2001).

3.3.2.1 Perdas por ativação

Para que as reações eletroquímicas possam acontecer, é necessária uma energia mínima denominada energia de ativação, que se traduz em uma queda de tensão nos terminais da célula a combustível. Pode-se dizer que as perdas por ativação são decorrentes da lentidão na cinética das reações químicas entre o combustível e o oxidante, ocorrendo tanto no anodo como no catodo da CaC.

São fatores que influenciam as perdas por ativação: os reagentes da reação química, o catalisador utilizado na CaC e a densidade de corrente na superfície dos eletrodos. Em células que operam em baixa e média temperatura, essas perdas são mais significativas.

3.3.2.2 Perdas ôhmicas

As perdas ôhmicas são causadas pela resistência no fluxo de íons no eletrólito, resistência elétrica dos eletrodos, resistências de contato nas interconexões e no coletor de corrente. São proporcionais à densidade de corrente, dependem do material construtivo da CaC, bem como da estrutura conjunto de CaCs e da temperatura.

3.3.2.3 Perdas por concentração

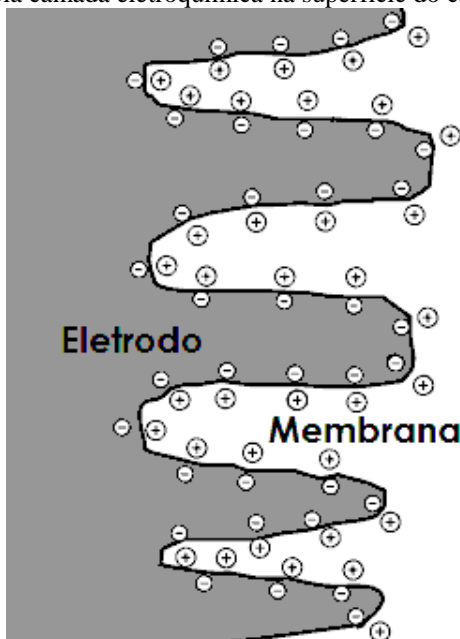
As perdas por concentração resultam da variação de concentração dos reagentes na superfície dos eletrodos com o consumo de combustível. À medida que os reagentes são consumidos nas reações, ocorre uma pequena redução na concentração dos reagentes. Essa variação leva à queda nas pressões parciais, implicando na redução da tensão de saída da CaC.

3.3.3 Dupla camada eletroquímica

A formação da dupla camada eletroquímica é um fenômeno que acontece nos eletrodos, sendo importante para entender a dinâmica do comportamento elétrico das células a combustível. Quando dois materiais diferentes estão em contato, ocorre o acúmulo de carga nas superfícies ou a troca de carga entre os materiais. Em sistemas eletroquímicos, esse carregamento em dupla camada se forma em parte devido aos efeitos de difusão e também por conta das reações entre os elétrons e os eletrodos e entre os íons no eletrólito (LARMINIE; DICKS, 2001).

Na PEMFC, os elétrons fluem do anodo para a carga externa e se acumulam na superfície do catodo, para onde os íons H^+ são atraídos. Assim, se forma a dupla camada eletroquímica: duas camadas carregadas com polaridades opostas na fronteira entre o catodo poroso e a membrana, Figura 3.3.

Figura 3.3 – Dupla camada eletroquímica na superfície do catodo de uma CaC



Fonte: Traduzido de Larminie e Dicks (2001).

Os elétrons e os íons juntamente com o O_2 no catodo participam da reação eletroquímica. A probabilidade de a reação ser iniciada depende diretamente da densidade de carga nas superfícies do eletrodo e do eletrólito. Isso significa que para a reação ser iniciada, deve existir essa dupla camada e que, quanto maior a densidade de carga, maior é a corrente nos terminais da CaC (LARMINIE; DICKS, 2001).

3.3.4 Rendimento Teórico Máximo e Rendimento Real

Nos métodos convencionais de geração, a energia química é primeiramente convertida em calor para posteriormente ser convertida em energia mecânica para finalmente ser convertida em energia elétrica. As CaCs, por sua vez, convertem energia química diretamente em energia elétrica. A eficiência de uma célula a combustível é definida como a quantidade de energia útil produzida devido à variação de entalpia, ΔH , entre produtos e reagentes. No caso ideal, a variação da energia livre de Gibbs da reação é tida como a potência elétrica útil na temperatura de operação. Assim, o rendimento teórico máximo da célula pode ser expresso por:

$$\eta_{m\acute{a}x} = \frac{\Delta G}{\Delta H} \quad (3.10)$$

O rendimento real da célula a combustível, por sua vez, pode ser calculado por:

$$\eta_{real} = \frac{\text{Pot\^encia de sa\^ida}}{\Delta H} = \frac{\text{Pot\^encia de sa\^ida}}{\Delta G / \eta_{m\acute{a}x}} \quad (3.11)$$

$$\eta_{real} = \frac{V_{OUT} * I}{(E_N * I) / \eta_{m\acute{a}x}} = \frac{V_{OUT}}{E_N} * \eta_{m\acute{a}x} \quad (3.12)$$

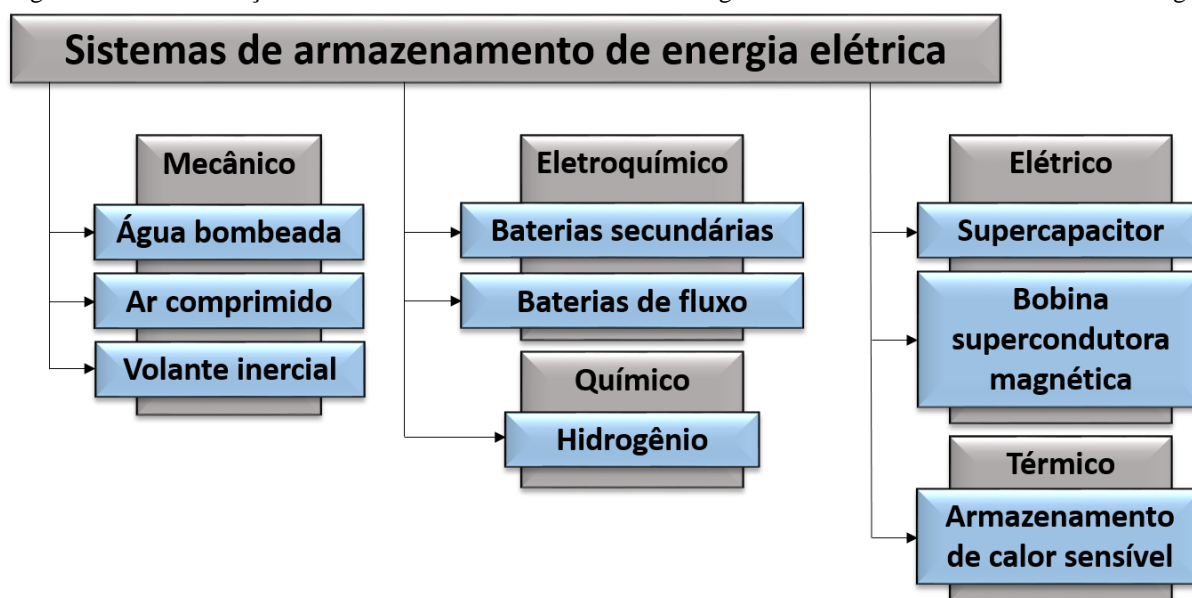
3.4 Armazenamento de energia baseado em hidrog\^enio

Os sistemas de armazenamento de energia possuem tr\^es pap\^eis principais. O primeiro diz respeito \`a capta\~cao de energia nos momentos em que h\`a excedente de produ\~cao e baixa demanda. J\`a o segundo est\`a relacionado \`a confiabilidade e continuidade do sistema el\^etrico. O terceiro, por sua vez, est\`a ligado \`a manuten\~cao e melhora da qualidade de energia, frequ\^encia

e tensão, diante de flutuações de carga e do aumento da penetração de fontes renováveis no sistema (IEC, 2011).

O tipo de sistema escolhido depende das características das tecnologias disponíveis, isto é, suas vantagens e desvantagens, no que diz respeito a aspectos ambientais, econômicos e de ordem técnica. Os sistemas de armazenamento de energia elétrica podem ser classificados em mecânicos, eletroquímicos, químicos, elétricos e térmicos, Figura 3.4.

Figura 3.4 – Classificação dos sistemas de armazenamento de energia elétrica de acordo com a forma de energia



Fonte: Traduzido de IEC (2011).

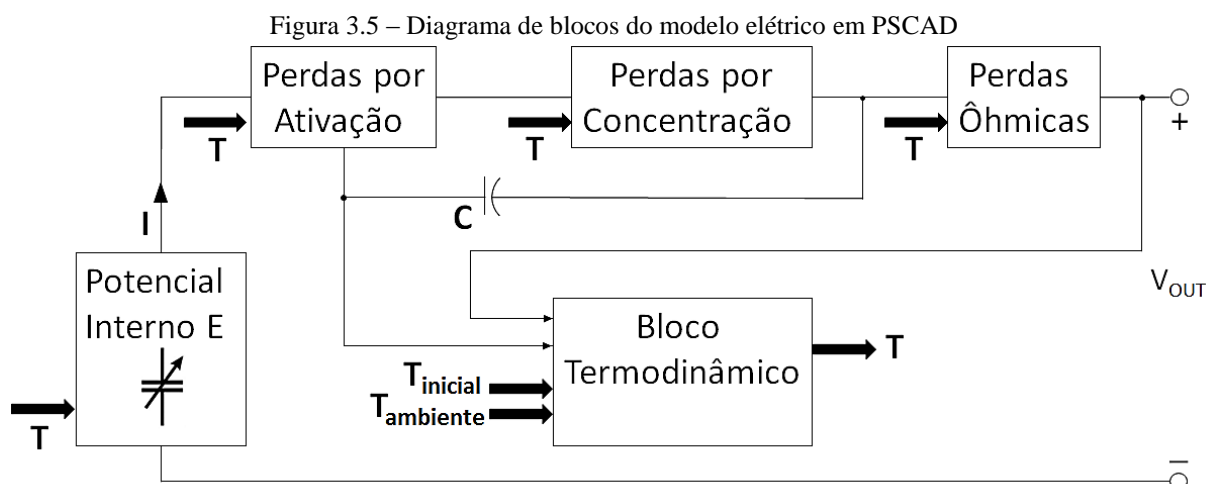
O hidrogênio é um portador secundário de energia e pode ser utilizado para armazenar energia elétrica por meio da eletrólise da água. A eletrólise da água é um processo que, com a utilização de corrente elétrica, produz hidrogênio e oxigênio gasosos a partir de reações de oxidação e redução em um eletrolisador. Por sua vez, o eletrolisador é um dispositivo que converte energia elétrica em energia química com princípio de funcionamento inverso ao de uma célula a combustível.

Nesse tipo de armazenamento, deve haver excedente de energia elétrica para produção e armazenamento de hidrogênio por meio do eletrolisador. Posteriormente, esse hidrogênio é convertido em energia elétrica em uma célula a combustível. O hidrogênio é armazenável, transportável e possui alta densidade de energia. Considerado uma fonte limpa e versátil, pode ser armazenado como gás comprimido, gás liquefeito, metal híbrido e também em nanoestruturas de carbono.

Com o armazenamento de hidrogênio, é possível estocar grandes quantidades de energia, na ordem de TWh, e por períodos mais longos, se comparados aos sistemas tradicionais de armazenamento, como os bancos de baterias. Entretanto, a eficiência desse sistema perde para os sistemas tradicionais (IEC, 2011).

3.5 Modelagem da PEMFC em PSCAD

A modelagem construída no *software* PSCAD é baseada em um modelo já validado por Wang (2006). Esse modelo conta com a utilização de circuitos equivalentes para emular o comportamento da PEMFC, considerando suas características eletroquímicas e termodinâmicas. A partir da temperatura e da corrente de carga, o modelo consegue determinar a tensão de saída da PEMFC. Na Figura 3.5, tem-se o modelo em diagrama de blocos.

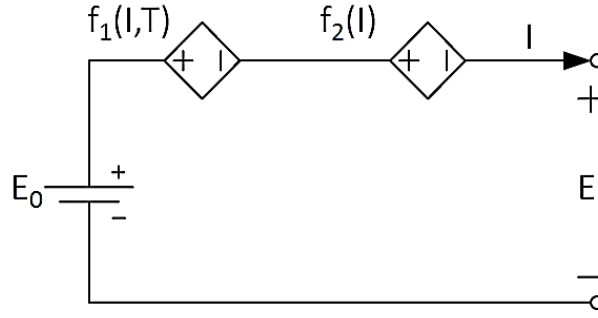


Fonte: Adaptado de Wang, 2006.

Cada bloco desse diagrama contém um circuito equivalente e o conjunto de resultados obtidos nos blocos é utilizado para determinar a tensão de saída da PEMFC. Observa-se que o modelo representa as perdas descritas na Seção 3.3.2, além do comportamento termodinâmico da célula a combustível.

O circuito equivalente que representa o potencial interno E , Figura 3.6, é composto por duas fontes de tensão controladas pelas funções $f_1(T)$ e $f_2(I)$, e uma fonte de valor fixo que corresponde ao potencial interno padrão E_0 . Dessa forma, o potencial interno é dependente tanto da corrente quanto da temperatura de operação da PEMFC.

Figura 3.6 – Circuito equivalente para o potencial interno E da PEMFC



Fonte: Wang, 2006.

A função $f_1(T)$, Equação (3.13), considera os efeitos da temperatura de operação da PEMFC sobre a Equação de Nernst (3.8). Ressalta-se que para essa simulação é considerado que a temperatura de operação da célula é sempre inferior a 100 °C, o que implica em H₂O líquido como produto das equações eletroquímicas que ocorrem na CaC. Por esse motivo, a pressão parcial P_{H_2O} não é considerada em $f_1(T)$.

$$f_1(I, T) = -\frac{N_{cel} \cdot R \cdot T}{2 \cdot F} \cdot \ln \left(P_{H_2} \cdot \sqrt{P_{O_2}} \right) + N_{cel} \cdot k_E (T - 298) \quad (3.13)$$

Em que N_{cel} o número de células série que compõem a CaC e k_E uma constante empírica no cálculo de E_0 .

Já a função $f_2(I)$, Equação (3.14), representa a influência do atraso entre a variação de corrente de carga e a variação do fluxo de combustível e oxidante na PEMFC, assumindo valores diferentes de zero apenas em transientes de carga (WANG, 2006).

$$f_2(I) = N_{cel} \cdot \lambda_E \cdot I(s) \cdot \frac{\tau_E \cdot s}{\tau_E \cdot s + 1} \quad (3.14)$$

Sendo λ_E uma constante para o cálculo da queda de tensão em transientes e τ_E a constante de tempo que representa o atraso mencionado anteriormente.

O circuito equivalente, que representa as perdas por ativação, concentração e perdas ôhmicas, além do efeito da dupla camada eletroquímica, é mostrado na Figura 3.7. As perdas por concentração e perdas ôhmicas são representadas na modelagem por resistências variáveis, R_{conc} e R_{ohm} , ambas compostas por um valor constante somado a duas componentes variáveis. Uma dessas componentes é dependente da corrente de saída e a outra, da temperatura de operação da PEMFC. Enquanto as perdas por ativação são modeladas por uma

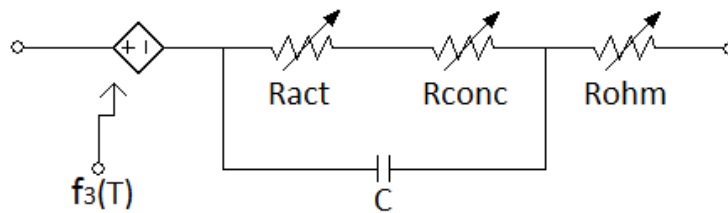
fonte de tensão dependente da temperatura associada à resistência de ativação, R_{act} . O valor de R_{act} é composto do mesmo modo que os valores de R_{conc} e R_{ohm} .

A fonte de tensão dependente da temperatura, $f_3(T)$, é definida pela Equação (3.15):

$$f_3(T) = \eta_0 + (T - 298) \cdot a \quad (3.15)$$

em que η_0 representa a parte invariante das perdas por ativação em [V] e a é uma constante em [V/K].

Figura 3.7 – Circuito equivalente para representação das perdas considerando o efeito da dupla camada eletroquímica



Fonte: Adaptado de Wang (2006).

A dupla camada eletroquímica, mencionada na Seção 3.3.3, consegue armazenar energia elétrica e se comporta como um capacitor, representado por C no circuito equivalente da Figura 3.7. Se a solicitação de corrente nos terminais da CaC é diminuída, leva algum tempo até que as cargas sejam dissipadas da superfície do catodo e da membrana. Já se a solicitação for aumentada, leva algum tempo até que haja o acúmulo de mais cargas na superfície do catodo e da membrana. Portanto, se a corrente muda instantaneamente, a tensão de operação da CaC é afetada, variando lentamente até atingir o ponto de equilíbrio. Para representar esse efeito em um circuito equivalente, insere-se um capacitor em paralelo com as resistências, que representam as perdas por ativação e as perdas por concentração, de modo a suavizar as variações de tensão provocadas pela lentidão no deslocamento das cargas.

O cálculo da temperatura de operação da PEMFC é imprescindível para a acurácia do modelo, visto que muitas variáveis utilizadas nos circuitos equivalentes são dependentes da temperatura. Para o cálculo da temperatura de operação da PEMFC, é feita uma analogia entre quantidades termodinâmicas e elétricas, Tabela 3.2, para o desenvolvimento do circuito equivalente. Definidas as analogias, as propriedades termodinâmicas são emuladas com o circuito mostrado na Figura 3.8. A potência consumida nas perdas, q_{in} , é considerada fonte de calor e causa o aumento da temperatura de operação da PEMFC. No circuito, E_T é a temperatura ambiente, R_T representa a resistência térmica devido à convecção do ar, enquanto

que a tensão medida na capacitância C_h , T , representa a temperatura de operação da pilha e q_{in} é calculada pela Equação (3.16).

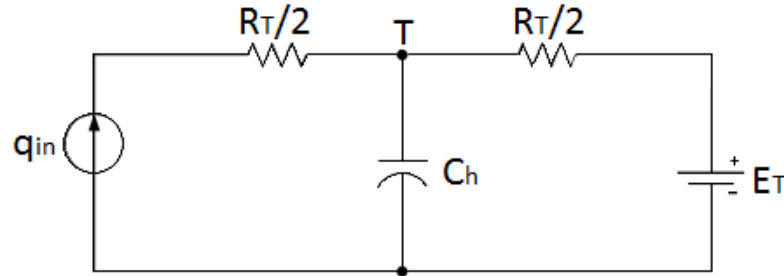
Tabela 3.2 – Analogias entre grandezas elétricas e termodinâmicas

Potencial elétrico: $U(V)$	Temperatura: $T(K)$
Corrente elétrica: $I(A)$	Fluxo de calor: $P_h(W)$
Resistência elétrica: $R(\Omega)$	Resistência térmica: $\theta(K/W)$
Capacitância Elétrica: $C(F)$	Capacidade térmica: $C_h (J/K)$
$U = R \times I$	$T = \theta \times P_h$
$I = C \times \frac{dU}{dt}$	$P_h = C_h \times \frac{dT}{dt}$

Fonte: Wang (2006).

$$q_{in} = (E - V_{OUT}) \cdot I \quad (3.16)$$

Figura 3.8 – Circuito equivalente para representação do comportamento termodinâmico da PEMFC



Fonte: Wang (2006).

3.5.1 Validação do circuito equivalente da PEMFC em PSCAD

Para validação do modelo, foram utilizados dados experimentais de uma PEMFC SR-12 500-W dos Laboratórios Avista (WANG, 2006). Esta célula a combustível é composta por 48 células do tipo PEM conectadas em série, com potência total de 500 W, podendo operar em ambientes com temperatura entre 5°C e 35°C.

Os parâmetros utilizados para validação estão descritos na Tabela 3.3 e as entradas para o modelo são a corrente de carga e a temperatura ambiente. As resistências que representam as perdas características da PEMFC em estudo, R_{act} , R_{conc} e R_{ohm} , são calculadas por meio das Equações (3.17), (3.18) e (3.19), respectivamente.

$$R_{act} = 1,2581 + 0,00112 * (T - 298) - 1,6777I^5 \times 10^{-6} + 1,2232I^4 \times 10^{-4} - 3,4I^3 \times 10^{-3} + 0,04545I^2 - 0,3116I \quad (3.17)$$

$$R_{conc} = 0,080312 + 0,0002747 * (T - 298) + 5,2211I^6 \times 10^{-8} - 3,4578 \times 10^{-6} + 8,6437I^4 \times 10^{-5} - 0,010089I^3 + 0,005554I^2 - 0,010542I \quad (3.18)$$

$$R_{ohm} = 0,2793 + 0,001872 * I - 0,0027712 * (T - 298) \quad (3.19)$$

Observa-se nas equações que as resistências que compõem o circuito equivalente de perdas são dependentes do ponto de operação da PEMFC, isto é, dependem da corrente de saída da célula a combustível e da sua temperatura de operação. A fim de validar o modelo em PSCAD, a temperatura escolhida é igual a 35°C.

Tabela 3.3 – Parâmetros da PEMFC SR-12 500-W para simulação

E⁰ [V]	58,9	C_h [μF]	22000
k_E [V/K]	0,00085	R_T [Ω]	0,0347
τ_E [s]	80,0	E_T [K]	308,0
λ_E [Ω]	0,00333	pO₂ [atm]	1,0
η₀ [V]	20,145	pH₂ [atm]	0,26
N_{cel}	48	C [F]	0,1 (4,8 F para cada célula)
R [J/mol·K]	8,3143	R_{act} [Ω]	Equação (4.17)
F [C/mol]	96487	R_{conc} [Ω]	Equação (4.18)
α [V/K]	-0,1373	R_{ohm} [Ω]	Equação (4.19)

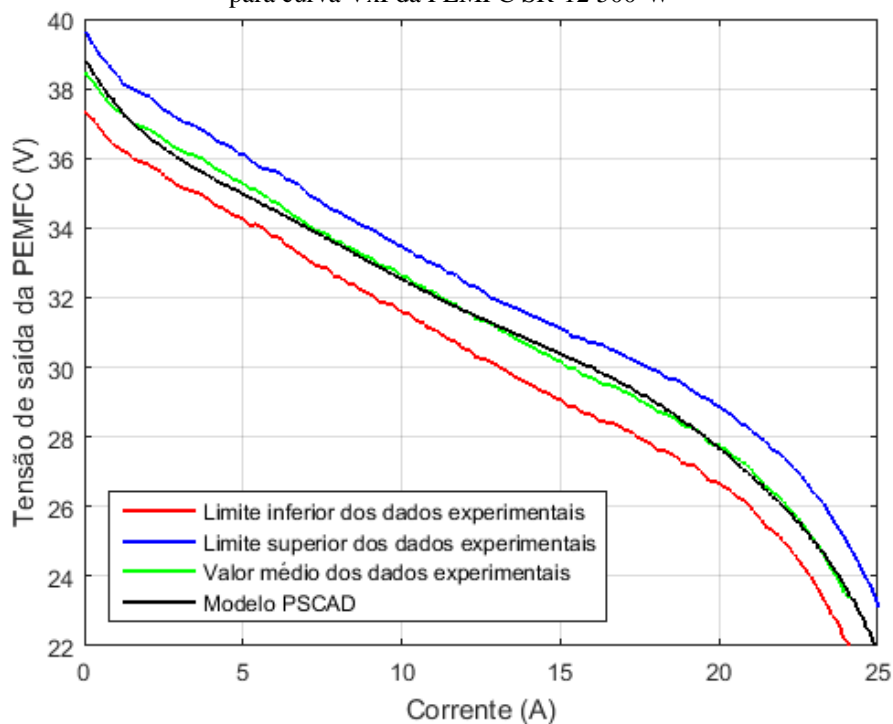
Fonte: Adaptado de Wang (2006).

Os dados experimentais e os valores obtidos no modelo proposto para a curva $V \times I$ da PEMFC são comparados na Figura 3.9. É possível notar as três regiões – região de ativação, região ôhmica e região de concentração – da curva $V \times I$ característica de uma CaC, mostradas anteriormente na Seção 3.3.2 pela Figura 3.2. A região de ativação da PEMFC ocorre com corrente de carga até 5 A, já a região ôhmica é observada entre 5 e 22,5 A, enquanto que a região de concentração é notada a partir dos 22,5 A de carga. Constatou-se que o modelo em PSCAD concorda com a média dos dados experimentais, apresentando erro relativo de 1,26%.

Na Figura 3.10, são mostrados os dados experimentais e os valores obtidos no modelo proposto para a curva de potência *versus* corrente ($P \times I$). Observa-se que o modelo

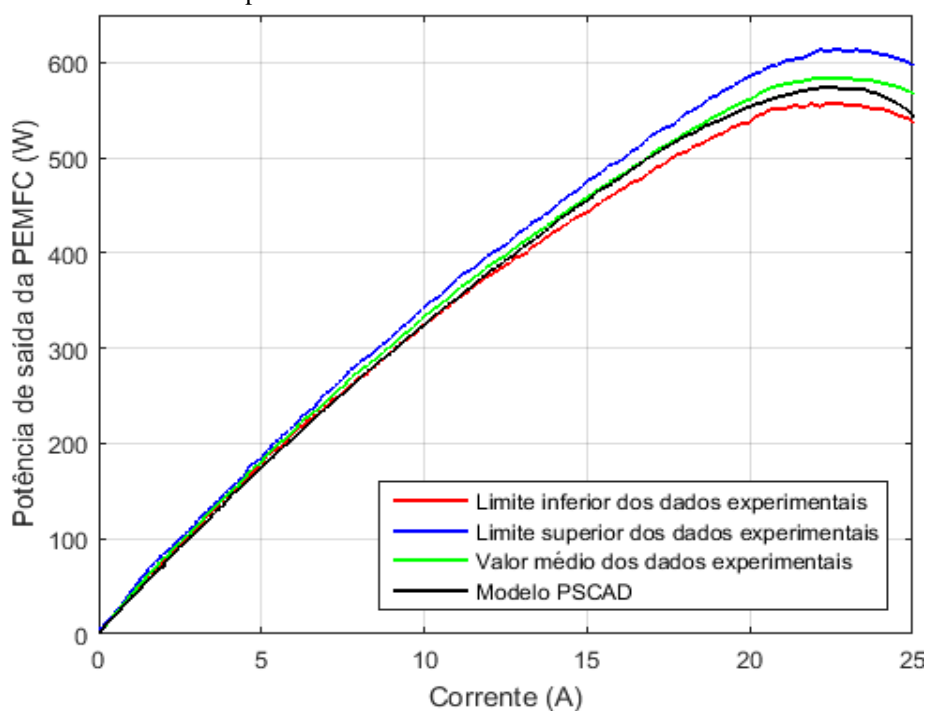
implementado representa adequadamente o comportamento da PEMFC. Para essa curva, o erro relativo calculado entre o modelo e a curva média dos dados é de 4,22%.

Figura 3.9 – Comparação entre dados experimentais e modelo em PSCAD/EMTDC para curva $V \times I$ da PEMFC SR-12 500-W



Fonte: produção da própria autora (2017).

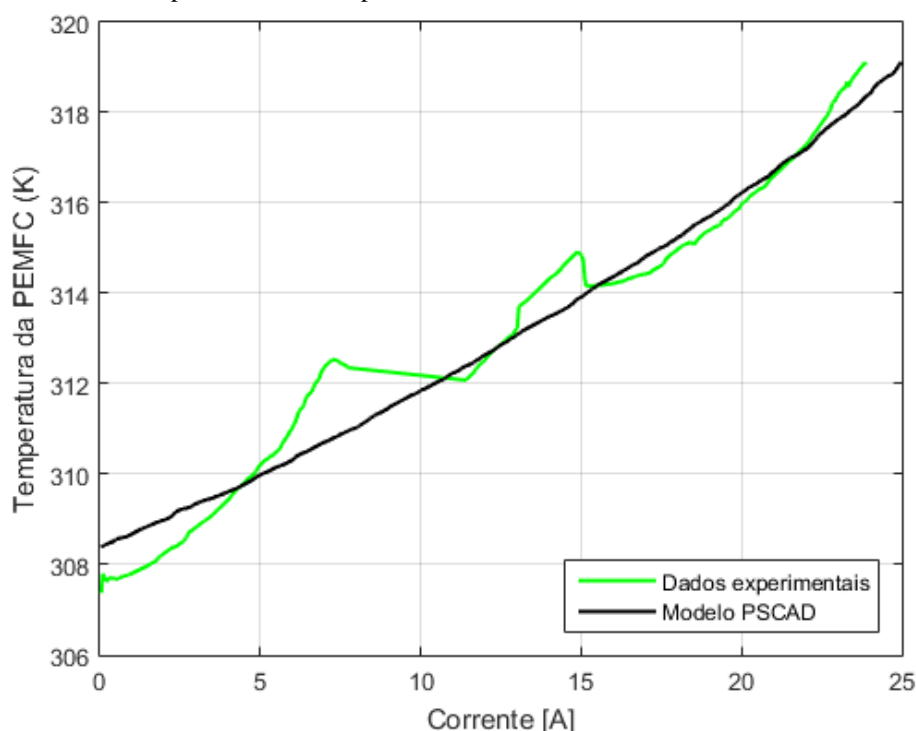
Figura 3.10 – Comparação entre dados experimentais e modelo em PSCAD/EMTDC para curva $P \times I$ da PEMFC SR-12 500-W



Fonte: produção da própria autora (2017).

O comportamento da temperatura de operação da célula é mostrado na Figura 3.11. Examinando-a, percebe-se que o modelo apresenta diferenças quando comparado aos valores experimentais. Entretanto, constata-se que o modelo prevê a temperatura da PEMFC em regime permanente adequadamente, apresentando erro médio de 1,68 K. Ressalta-se que a PEMFC modelado por Wang (2006) trabalha em temperaturas inferiores a 373 K.

Figura 3.11 – Comparação entre dados experimentais e modelo em PSCAD/EMTDC para curva de temperatura da PEMFC SR-12 500-W



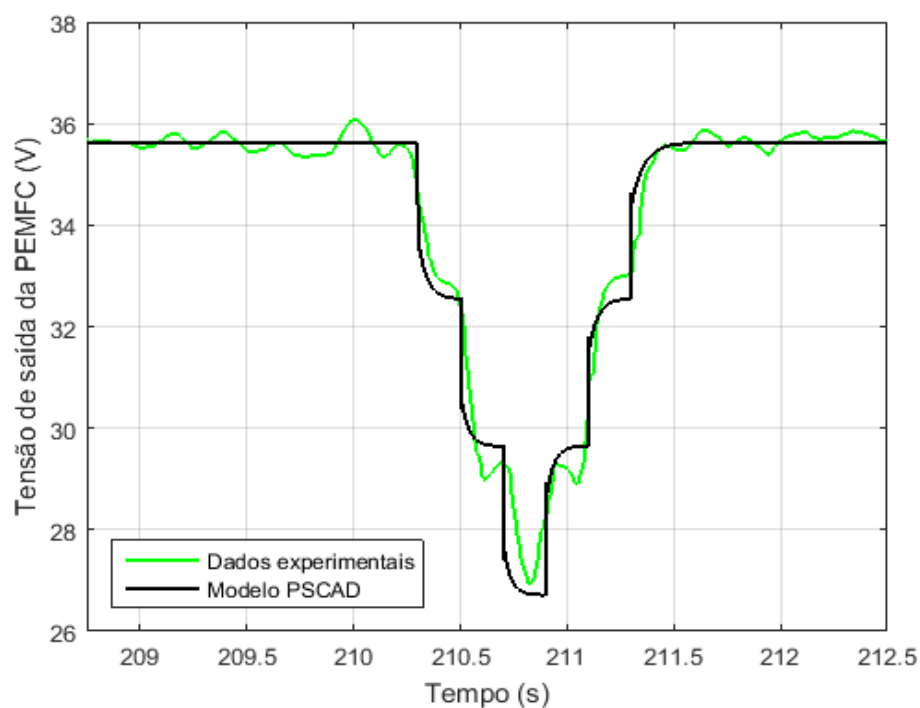
Fonte: produção da própria autora (2017).

Nas Figuras 3.12 e 3.13, são mostradas as respostas transitórias do modelo para curtos e longos intervalos de tempo, respectivamente. As respostas em transitório foram obtidas variando-se a corrente de carga, sendo comparadas aos dados experimentais a fim de verificar a adequação do modelo. A partir dos resultados, considera-se o modelo satisfatório para representação de variações de carga nos terminais da PEMFC, para curtos e longos intervalos de tempo.

A partir do aumento contínuo da corrente de carga solicitada nos terminais da PEMFC, obteve-se a Figura 3.14. Essa figura mostra a variação das resistências que caracterizam as perdas da PEMFC. No início, a resistência de ativação é a que possui o maior valor dentre as resistências. Passada a região de ativação e chegando à região ôhmica, a resistência ôhmica passa a ter o maior valor. Na transição para a região de concentração, a resistência de

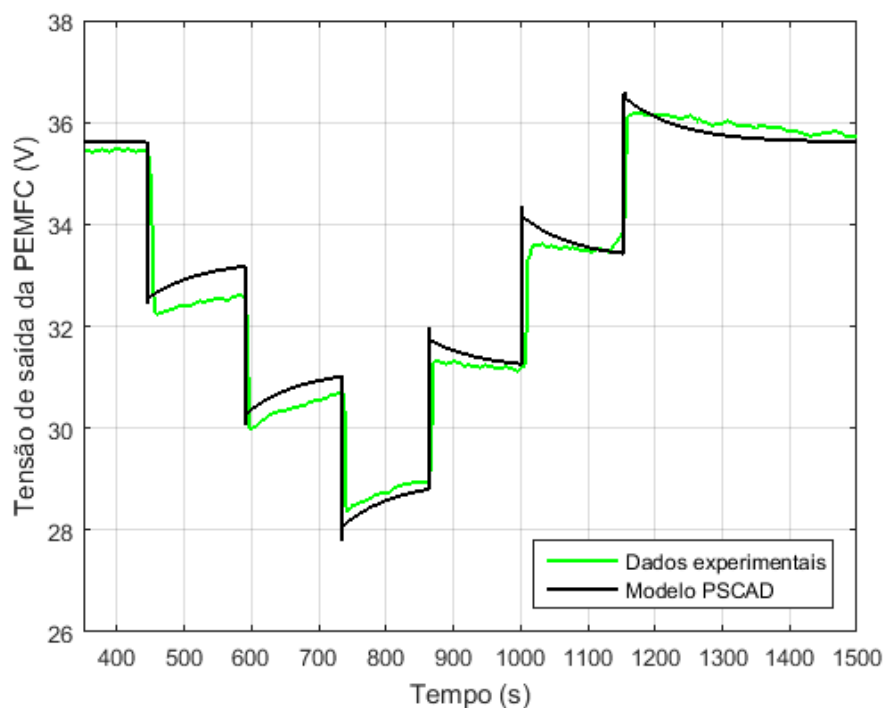
concentração assume o maior valor. Sendo assim, o comportamento dos valores assumidos pelas resistências é conforme o esperado.

Figura 3.12 – Resposta transitória do modelo em PSCAD/EMTDC em variação de carga para curtos intervalos de tempo



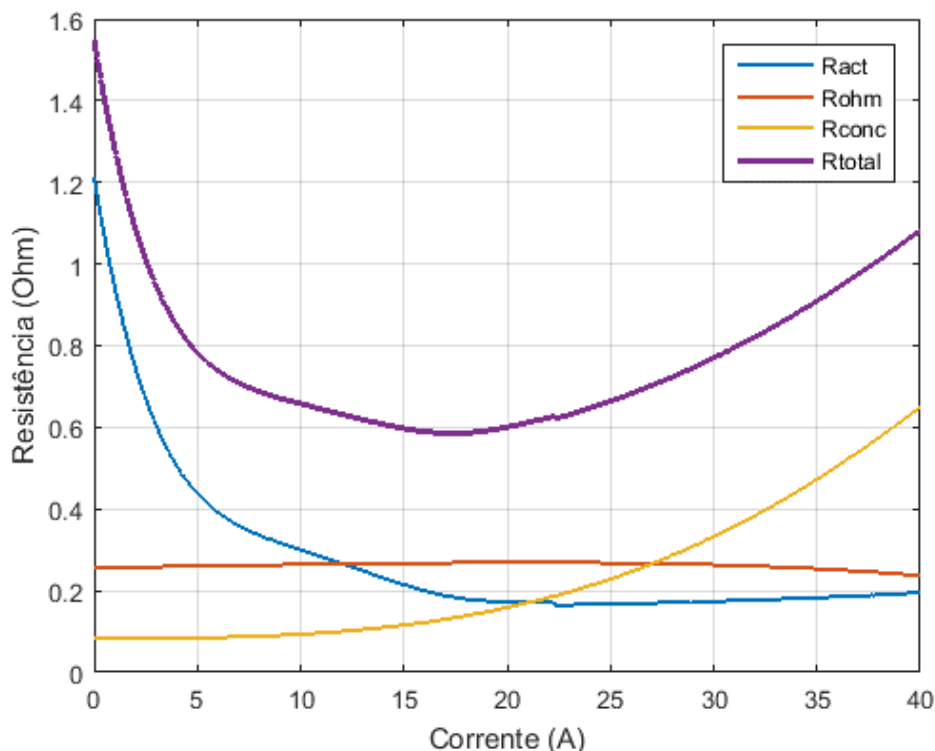
Fonte: produção da própria autora (2017).

Figura 3.13 – Resposta transitória do modelo em PSCAD/EMTDC em variação de carga para longos intervalos de tempo



Fonte: produção da própria autora (2017).

Figura 3.14 – Variação das resistências de ativação, ôhmica e de concentração ao longo da simulação



Fonte: produção da própria autora (2017).

O somatório de todas as resistências, R_{total} , representa a totalidade das perdas contabilizadas no modelo da PEMFC. A curva obtida para esse somatório explica o comportamento da curva $V \times I$, já que quanto maior o valor da corrente solicitada nos terminais da célula a combustível, maior será o valor de R_{total} , como mostra a Figura 3.14, e, conseqüentemente, maiores serão as perdas. Isso se traduz na diminuição da tensão de saída da PEMFC.

Como explicitado na Seção 3.3.4, as células a combustível apresentam um rendimento teórico máximo, também conhecido como eficiência termodinâmica. Para cálculo do rendimento real, é necessário conhecer esse limite máximo de eficiência da CaC, como mostra a Equação (3.12). Na Tabela 3.4, são mostrados alguns valores conhecidos de eficiência máxima para células a combustível a hidrogênio. Essa eficiência teórica varia com a temperatura de operação da célula e com a forma do produto da reação principal da célula, isto é, se o H_2O obtido se encontra em estado líquido ou gasoso.

Tabela 3.4 – Limite máximo de eficiência, máxima tensão reversível e Δg_f de células a combustível a hidrogênio

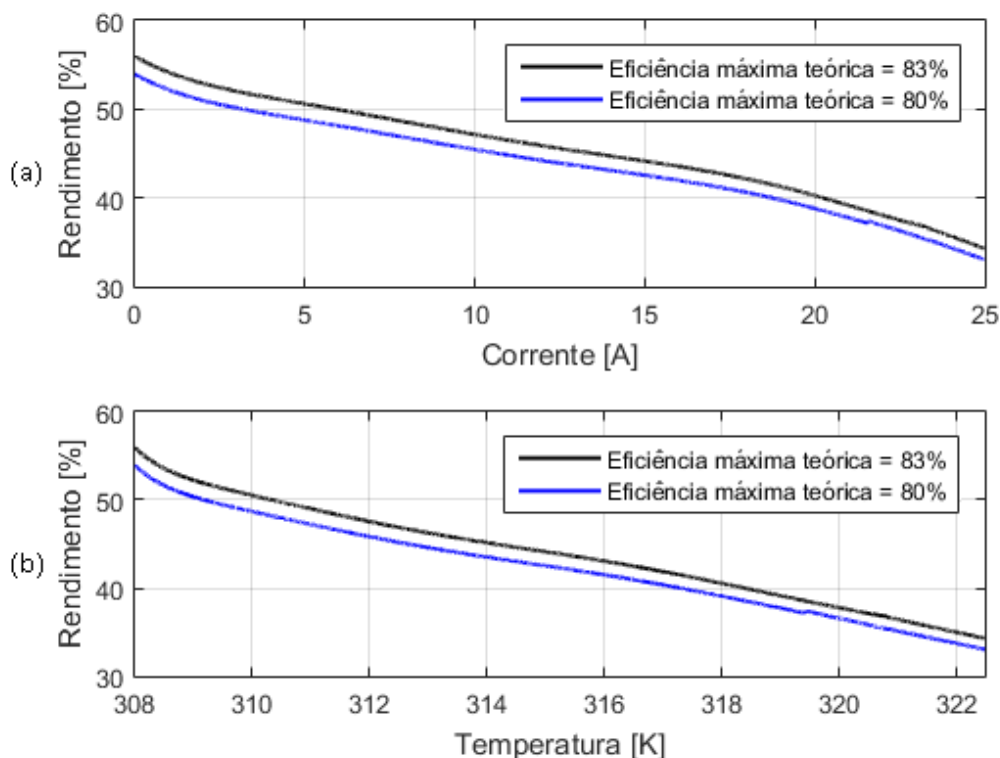
Forma do produto da reação (H ₂ O)	Temperatura de operação [°C]	$\overline{\Delta g}_{livre}$ [kJ mol ⁻¹]	E [V]	Eficiência Máxima Teórica [%]
Líquido	25	-237,2	1,23	83
Líquido	80	-228,2	1,18	80
Gasoso	100	-225,2	1,17	79
Gasoso	200	-220,4	1,14	77
Gasoso	400	-210,3	1,09	74
Gasoso	600	-199,6	1,04	70
Gasoso	800	-188,6	0,98	66
Gasoso	1000	-177,4	0,92	62

Fonte: Larminie e Dicks (2001).

Conforme mostrado na Figura 3.11, a temperatura de operação depende da solicitação de corrente na saída da PEMFC. Para corrente máxima e temperatura ambiente iguais a 25 A e 35°C, respectivamente, a temperatura de operação da PEMFC é igual a 49,5°C ou 322,5 K. Com o mínimo de corrente de carga, a temperatura de operação é igual a 35°C ou 308 K. Dessa forma, pode-se afirmar que a eficiência máxima teórica do modelo proposto está entre 80% e 83%, de acordo com a Tabela 3.4.

Considerando os limites para eficiência máxima de acordo com a temperatura de operação, obtiveram-se as curvas mostradas na Figura 3.15. Com o aumento da corrente e da temperatura, o rendimento da PEMFC tende a cair. A região ôhmica está definida para a PEMFC em estudo como aquela entre 5 A e 22,5 A. No início da região ôhmica, o rendimento está entre 46,8 e 48,6%, enquanto que no fim da região, o rendimento está entre 31,75 e 33%.

Figura 3.15 – Variação do rendimento real do modelo de PEMFC (a) com a corrente e (b) com a temperatura de operação para os limites adotados de eficiência máxima teórica

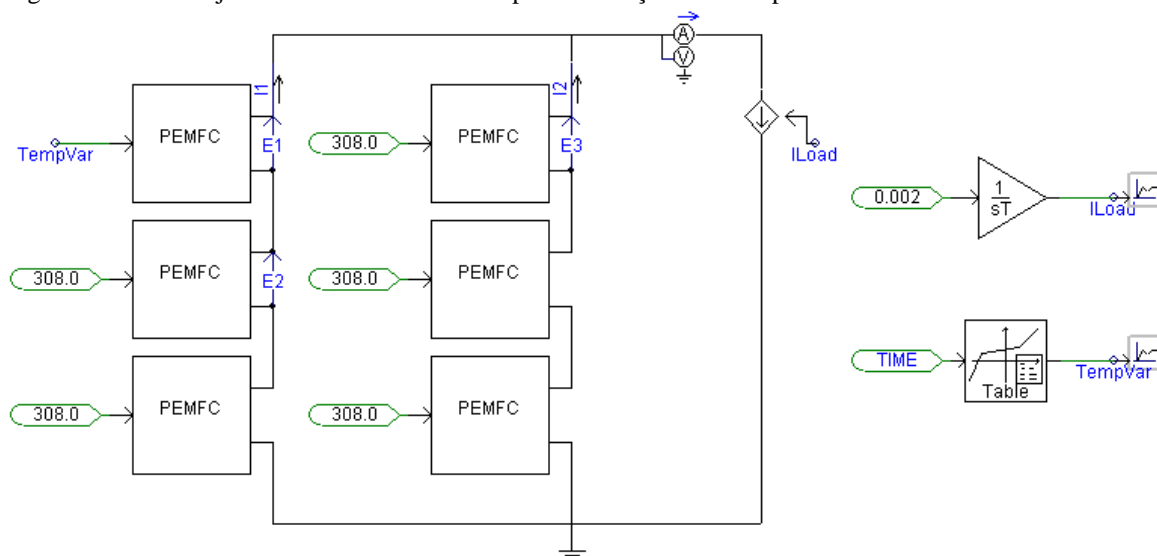


Fonte: produção da própria autora (2017).

O modelo proposto para PEMFC permite associações em série e paralelo para obtenção de maior tensão e maior corrente de saída. Com isso, é possível simular diferentes situações a fim de constatar suas influências na dinâmica do arranjo. Por exemplo, o mau funcionamento de uma célula, a diferença de temperatura ambiente de uma célula para outra, entre outros casos.

A fim de verificar a alteração da resposta de saída do arranjo quando a temperatura ambiente é diferente em uma única célula foi simulado o sistema mostrado na Figura 3.16. Nessa figura, o bloco PEMFC contém todo o equacionamento explicitado na seção anterior, possuindo como entrada a temperatura ambiente. I1 e I2 medem as correntes nos ramos paralelos do arranjo, E1, E2 e E3 medem as tensões de saída dos módulos indicados, TempVar é o sinal variável de temperatura e ILoad é a fonte de corrente variável. A corrente de carga ILoad é gerada por um integrador com ganho de 0,002 e tempo de integração igual a 100 s, iniciando do zero com valor limite de 40 A. A tensão e corrente de saída são medidas pelo multímetro indicado na saída do arranjo.

Figura 3.16 – Arranjo de células a combustível para simulação com temperatura variável em um dos módulos

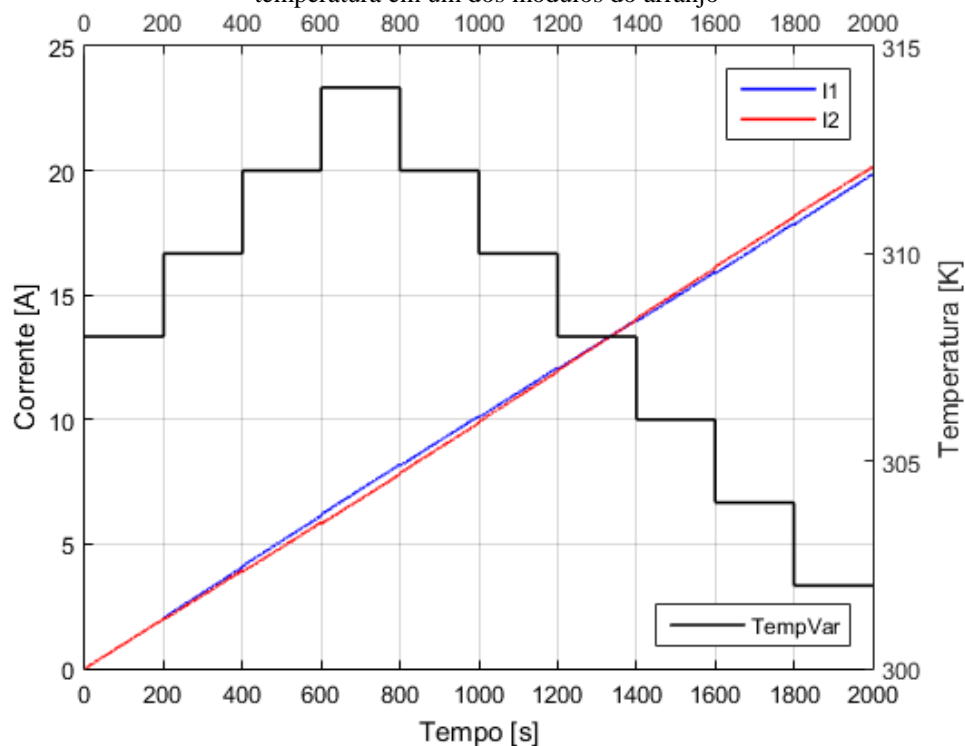


Fonte: produção da própria autora (2017).

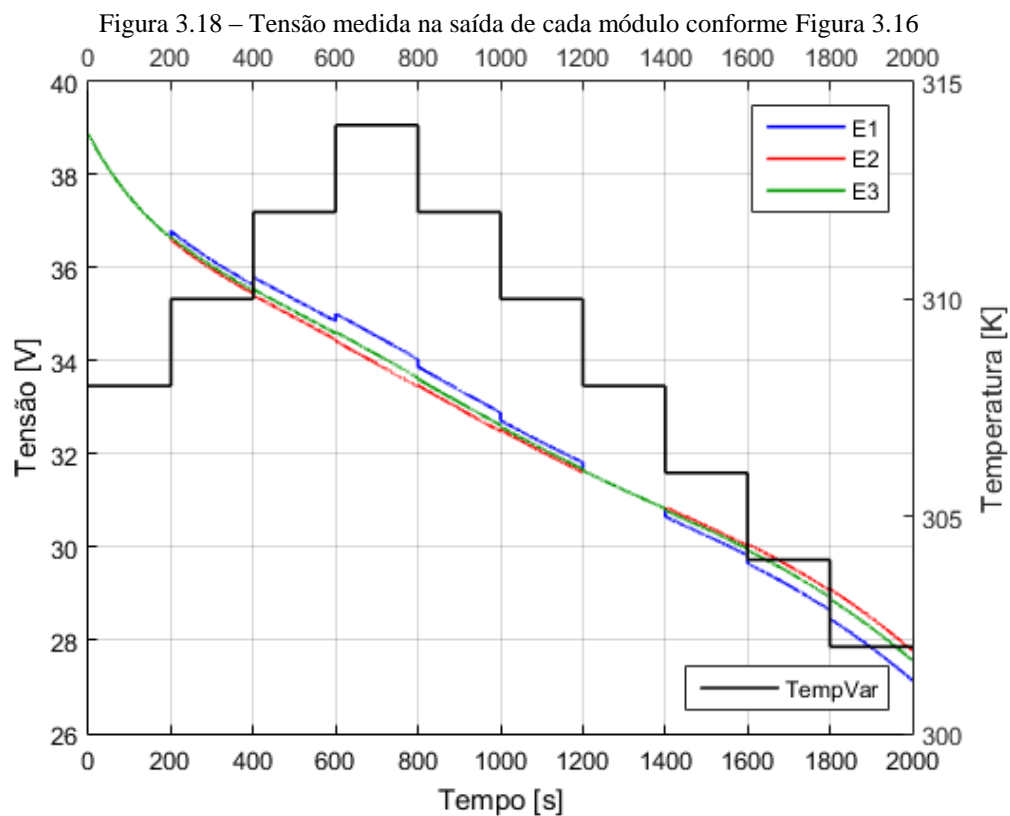
Os resultados para a simulação em PSCAD do arranjo mostrado na Figura 3.16 são evidenciados nas Figuras 3.17 e 3.18. Observa-se na Figura 3.17 que a variação da corrente I_L é diretamente proporcional à temperatura. Já na Figura 3.18, são mostradas as medições de tensão na saída de cada módulo, de acordo com o indicado pela Figura 3.16. E1 mostra a tensão de saída no módulo em que a temperatura é variável. Comparando E1 e E2, tensões de um mesmo ramo, percebe-se a influência da temperatura sobre o modelo da PEMFC. O aumento da temperatura também provoca o aumento da tensão de saída no módulo.

Na Figura 3.19, V1 é a tensão de saída do arranjo quando todas as temperaturas dos módulos são iguais a 308 K e V2 é a tensão de saída quando um dos módulos tem sua temperatura alterada de acordo com TempVar. Existem diferenças nas tensões medidas na saída dos módulos devido à perturbação na temperatura de entrada de um dos blocos do arranjo, como mostra a Figura 3.18. Entretanto, essas diferenças não influenciam em muito a forma e o valor de tensão medida na saída do arranjo, conforme é possível notar na Figura 3.19. A explicação é que no funcionamento do arranjo ocorre uma compensação por parte dos outros módulos para que a tensão de saída do arranjo não sofra alterações.

Figura 3.17 – Variação da corrente nos ramos em paralelo do arranjo da Figura 3.16 com a mudança de temperatura em um dos módulos do arranjo

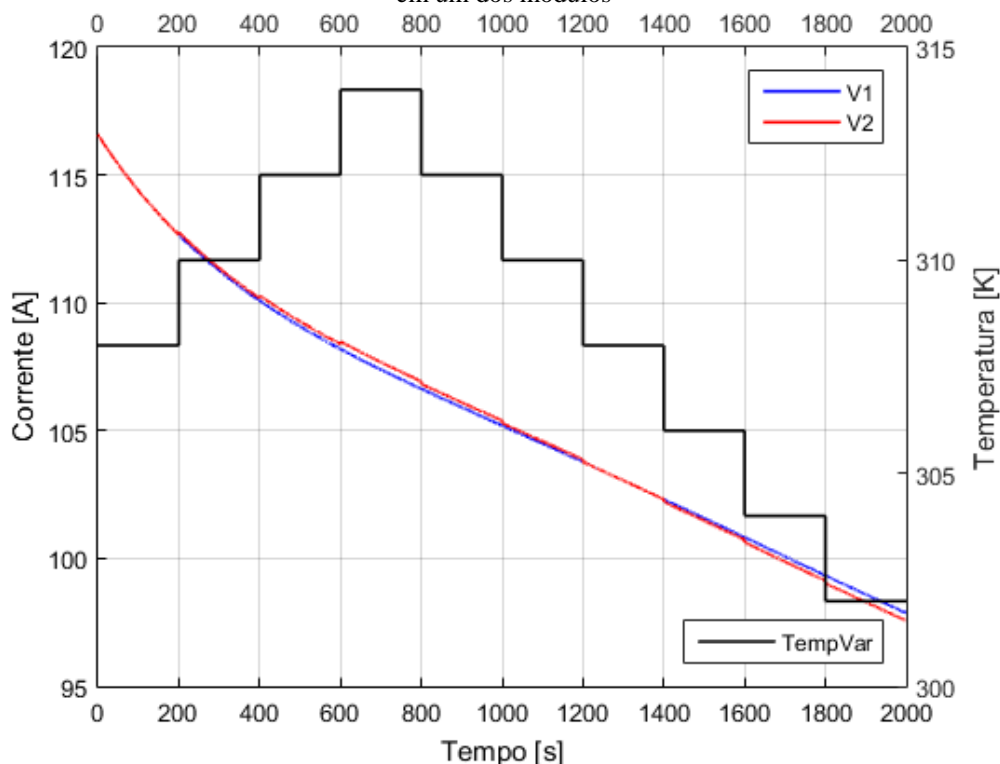


Fonte: produção da própria autora (2017).



Fonte: produção da própria autora (2017).

Figura 3.19 – Variação da tensão de saída do arranjo da Figura 3.16 com a mudança de temperatura em um dos módulos



Fonte: produção da própria autora (2017).

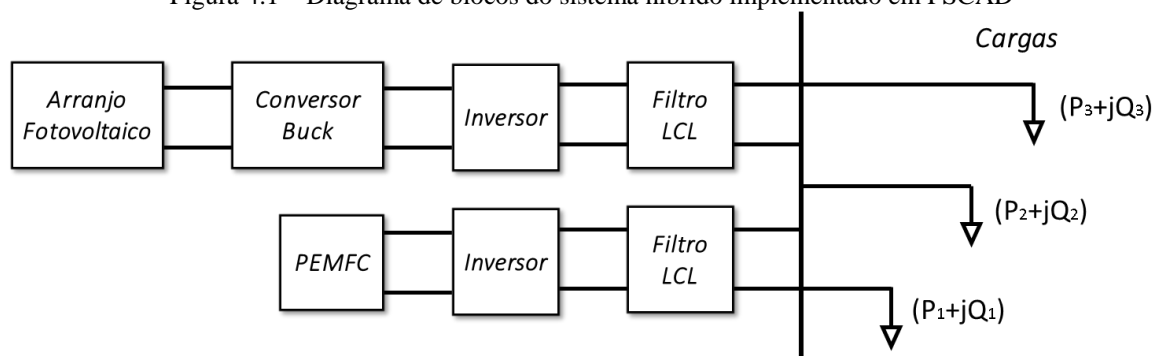
3.6 Considerações finais

Nesse capítulo foram abordados os principais conceitos relativos às células a combustível. Discutiu-se sobre o princípio de funcionamento, os tipos de CaCs existentes e suas características. Dentre as células a combustível, foi destacada a PEMFC sendo abordados seus aspectos construtivos e principais aplicações. Comentou-se também sobre o armazenamento de energia a hidrogênio com a utilização de eletrolisadores. Posteriormente, apresentou-se o equacionamento eletroquímico da PEMFC e o modelo em circuitos equivalentes adotado em PSCAD para fins de simulação. Esse modelo inclui os aspectos eletroquímicos e termodinâmicos, representando a PEMFC no PSCAD por meio de circuitos elétricos equivalentes. O modelo foi validado com a comparação dos resultados obtidos por simulação com os dados experimentais utilizados em Wang (2006). Foram apresentados resultados relativos ao rendimento da PEMFC em estudo e também um pequeno sistema composto de CaCs foi simulado, a fim de verificar a influência da temperatura no funcionamento do arranjo.

4 MODELAGEM DO SISTEMA HÍBRIDO NO PSCAD

Este capítulo trata da modelagem completa do sistema híbrido, composto de arranjo fotovoltaico e células a combustível, baseado nos modelos apresentados nas Seções 2 e 3. Além das fontes, o sistema também inclui conversor CC-CC, inversores e filtros LCL para conexão à rede. As unidades de condicionamento de potência são representadas no PSCAD por meio de circuitos de potência, controle e chaveamento. O diagrama representativo do sistema é mostrado na Figura 4.1. Ressalta-se que o sistema híbrido desta dissertação não possui dispositivos de armazenamento de energia em sua modelagem.

Figura 4.1 – Diagrama de blocos do sistema híbrido implementado em PSCAD



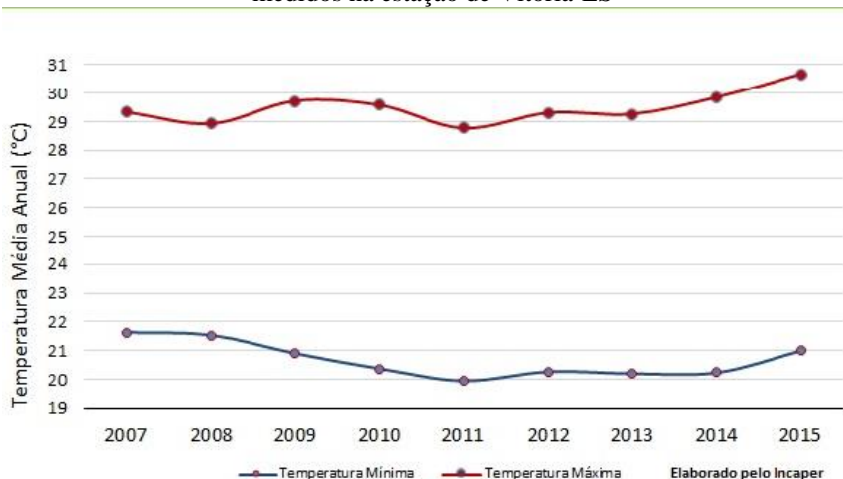
Fonte: produção da própria autora (2017).

Para simulação do sistema híbrido, são necessárias informações a respeito da temperatura ambiente e da radiação solar. Os dados referentes à temperatura ambiente foram extraídos do Incaper (Instituto Capixaba de Pesquisa, Assistência Técnica e Extensão Rural). Quanto à radiação solar (W/m^2), não foram encontrados dados consistentes relativos à região de Vitória/ES. Sendo assim, adotou-se o valor máximo de 1.200 W/m^2 para radiação solar global local.

O Incaper possui um sistema de informações meteorológicas para monitoramento das condições do tempo e do clima no Estado do Espírito Santo, realizando a previsão do tempo e emitindo avisos sobre eventos meteorológicos especiais. De 2007 a 2015, foram acumuladas informações sobre as médias de temperaturas máxima e mínima anuais registradas pela estação meteorológica localizada em Vitória-ES, Figura 4.2. Com o auxílio do Matlab®, obteve-se a partir dessa figura, a Tabela 4.1 em que são mostrados os valores das médias anuais máximas e mínimas de temperatura. Em seguida, foi calculada a temperatura média

anual a ser utilizada nas simulações do sistema híbrido, visto que a temperatura é um fator crítico para os dois subsistemas simulados, o subsistema fotovoltaico e àquele composto por células a combustível do tipo PEM.

Figura 4.2 – Histórico de temperaturas máxima e mínima médias anuais registrado pelo Incaper com dados medidos na estação de Vitória-ES



Fonte: Incaper (2017).

Tabela 4.1 – Histórico de temperaturas máxima e mínima médias anuais registrado pelo Incaper com dados medidos na estação de Vitória-ES, com média de temperatura anual

Ano	Temperatura		
	Máxima	Mínima	Média
2007	29,28	21,58	25,43
2008	28,87	21,48	25,18
2009	29,63	20,87	25,25
2010	29,53	20,32	24,92
2011	28,72	19,91	24,32
2012	29,23	20,22	24,72
2013	29,18	20,16	24,67
2014	29,78	20,22	25,00
2015	30,54	20,97	25,76
Média dos anos			25,02

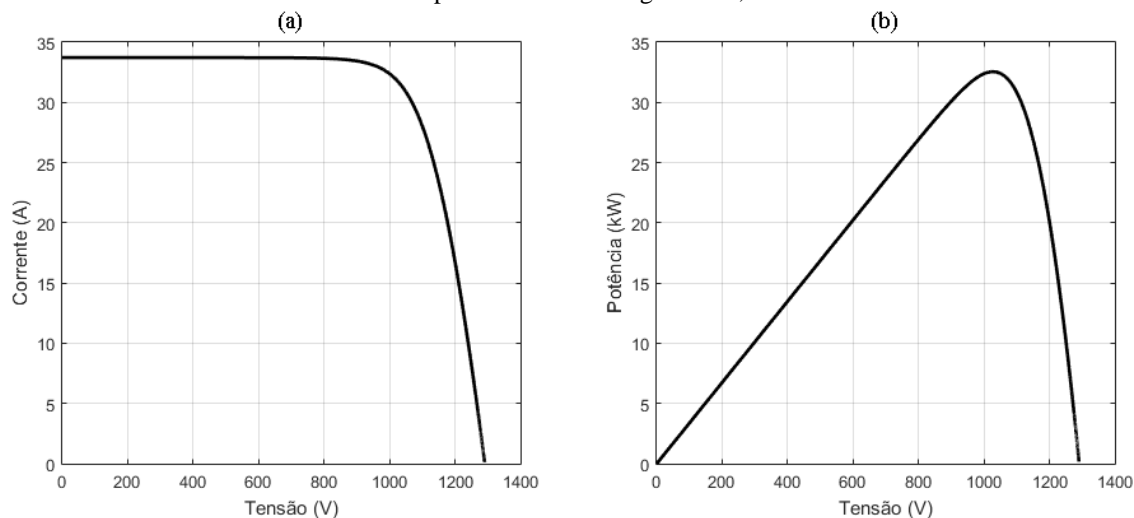
Fonte: produção da própria autora (2017).

4.1 Arranjo Fotovoltaico

O subsistema fotovoltaico, fonte primária nesse trabalho, é constituído de 140 módulos fotovoltaicos, modelo LDK 230P-20 da LDK Solar, dispostos em quatro *strings* conectadas em paralelo, cada uma contendo 35 módulos em série. Com essa configuração, tem-se 32,55 kW de capacidade instalada, com corrente de saída máxima de 33,7 A e tensão de saída

no ponto de máxima potência igual a 1.025 V, para radiação solar igual a 1.000 W/m². A Figura 4.3 mostra as curvas IxV e PxV do arranjo fotovoltaico.

Figura 4.3 – Curvas (a)IxV e (b)PxV do arranjo fotovoltaico para irradiância solar igual a 1.000W/m² e temperatura ambiente igual a 25,02°C

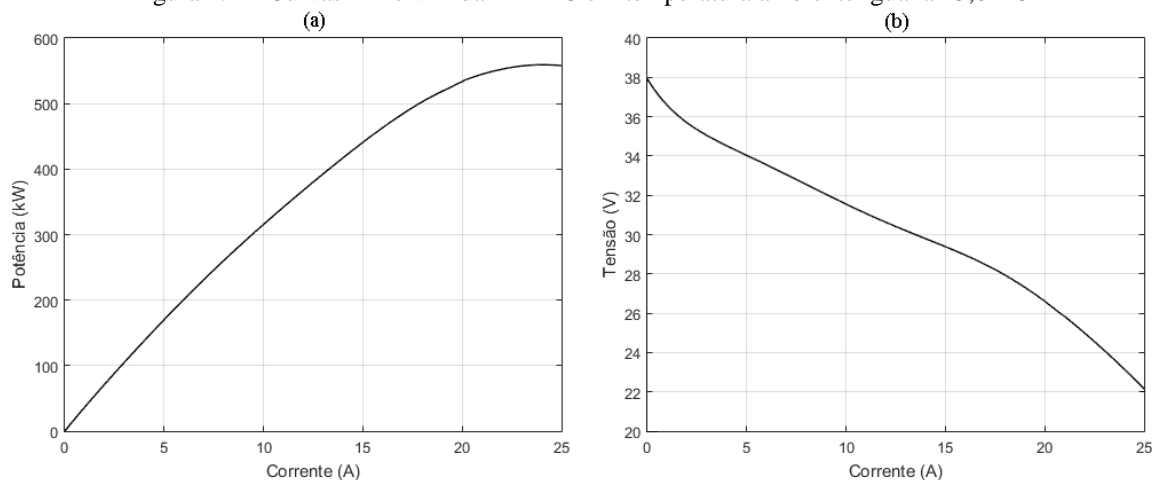


Fonte: produção da própria autora (2017).

4.2 Conjunto de PEMFCs

Utilizando a média ao longo dos anos para temperatura ambiente em Vitória/ES, especificada na Tabela 4.1, foi simulada a PEMFC para obtenção dos perfis de tensão e potência *versus* corrente de uma única célula, a fim de determinar posteriormente seu ponto de operação. Os perfis encontrados para PEMFC em funcionamento à temperatura ambiente igual a 25,02°C são mostrados na Figura 4.4(a) e (b).

Figura 4.4 – Curvas PxI e VxI da PEMFC em temperatura ambiente igual a 25,02°C

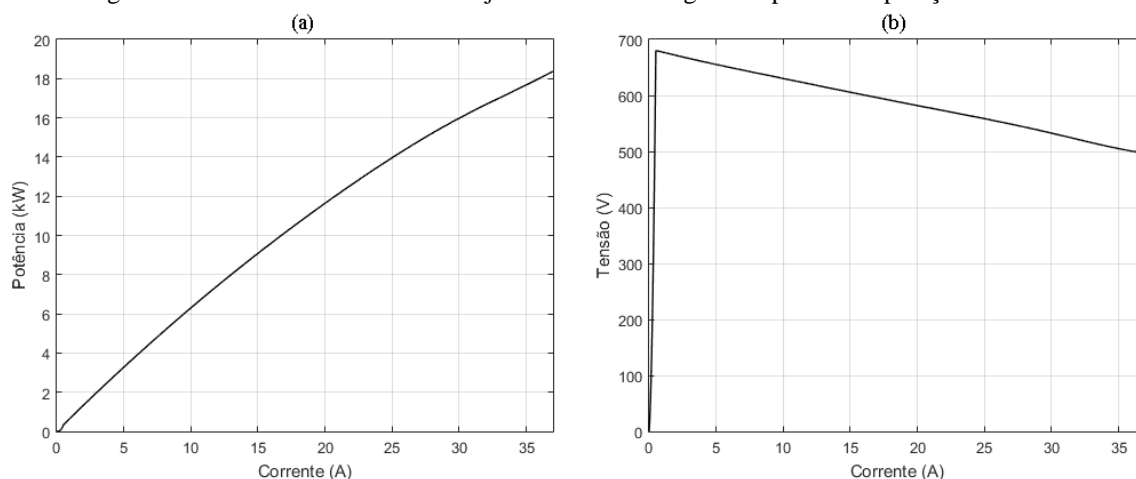


Fonte: produção da própria autora (2017).

A máxima potência que pode ser extraída da PEMFC nessas condições é aproximadamente 560 W, quando a corrente de saída da célula atinge 24 A, na região de concentração. Conforme explicado na Seção 3.5.1, o ponto de operação deve estar compreendido na região ôhmica, isto é, entre 5 e 22,5 A. Sendo assim, define-se que o ponto de operação máximo nesse trabalho para cada célula SR-12 é igual a 18 A, com potência e tensão de saída iguais a 503 W e 27,9 V, respectivamente.

Na configuração do subsistema de células a combustível do tipo PEM, são 36 células ao todo dispostas em dois ramos conectados em paralelo, cada um com 18 células conectadas em série. No ponto máximo de operação escolhido, a fim de manter o funcionamento do conjunto de PEMFCs na região ôhmica, a corrente de saída é igual a 36 A, a potência ativa é igual a 18 kW e a tensão de saída é aproximadamente 500 V. A Figura 4.5 traz o comportamento do subsistema atingindo o ponto de operação escolhido. A vazio, a tensão de saída do conjunto de PEMFCs é igual a 680 V.

Figura 4.5 – Curvas $P \times I$ e $V \times I$ do conjunto de CaCs atingindo o ponto de operação escolhido



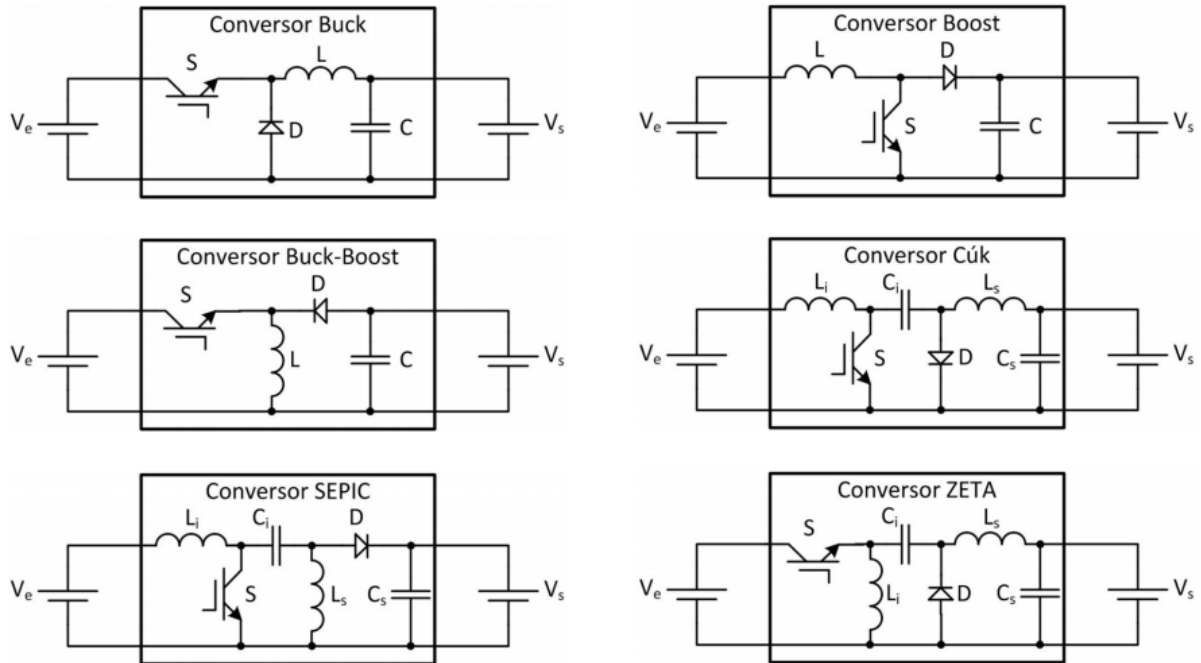
Fonte: produção da própria autora (2017).

4.3 Conversores Estáticos CC-CC

Apenas o subsistema composto por arranjo fotovoltaico é conectado a um conversor CC/CC, com intuito de estabilizar a tensão de saída para posterior conexão ao inversor de frequência. Os conversores estáticos CC/CC são formados por semicondutores de potência, que atuam como interruptores no sistema, e por elementos passivos como indutores e capacitores. Em geral, a função desses conversores é controlar o fluxo de potência por meio da razão cíclica, que é a razão entre o tempo em que a chave permanece conduzindo e o

período de chaveamento. As topologias de conversores não isolados mais populares e difundidas, são: abaixador de tensão (*Buck*), elevador de tensão (*Boost*), abaixador-elevador de tensão (*Buck-Boost*), Cúk, Sepic e Zeta. Algumas dessas configurações estão dispostas na Figura 4.6.

Figura 4.6 – Topologias de conversores CC/CC não isolados



Fonte: adaptado de Martins e Barbi (2006).

Os conversores têm dois modos de operação: condução contínua (MCC) e condução descontínua (MDC). Seja t_c , o tempo em que a chave S permanece conduzindo e t_a , o tempo em que a chave S permanece aberta. O período de chaveamento, T , é definido por:

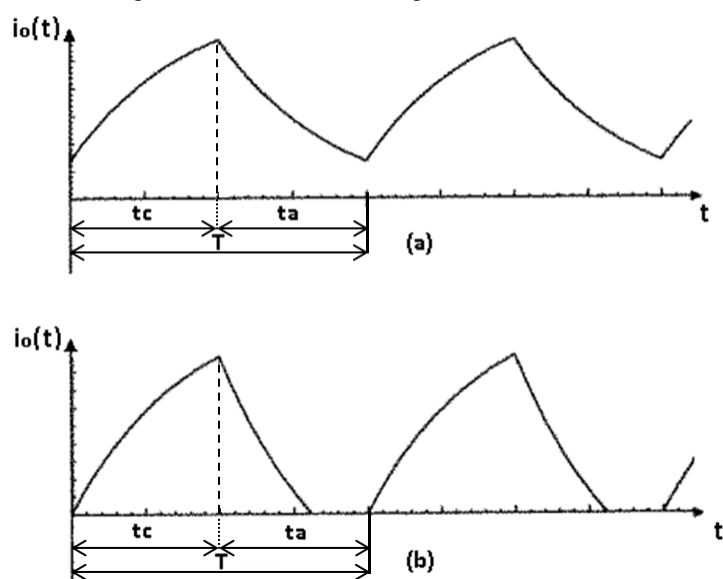
$$T = t_c + t_a = \frac{1}{f_c} \quad (4.1)$$

Em que f_c é a frequência de chaveamento. Quando em MCC, a corrente de carga $i_o(t)$ não se anula dentro do período de chaveamento, Figura 4.7(a), ao contrário do que ocorre em MDC, como pode ser visto na Figura 4.7(b).

Os conversores podem operar com frequência fixa ou variável de chaveamento. Neste trabalho, será considerado que os pulsos de comando para as chaves semicondutoras serão gerados com frequência fixa. Para controle do conversor CC/CC, a modulação por largura de pulso (PWM – *Pulse Width Modulation*) é uma das mais empregadas, em que a tensão de saída do conversor é controlada pela variação da largura dos pulsos por meio do liga/desliga

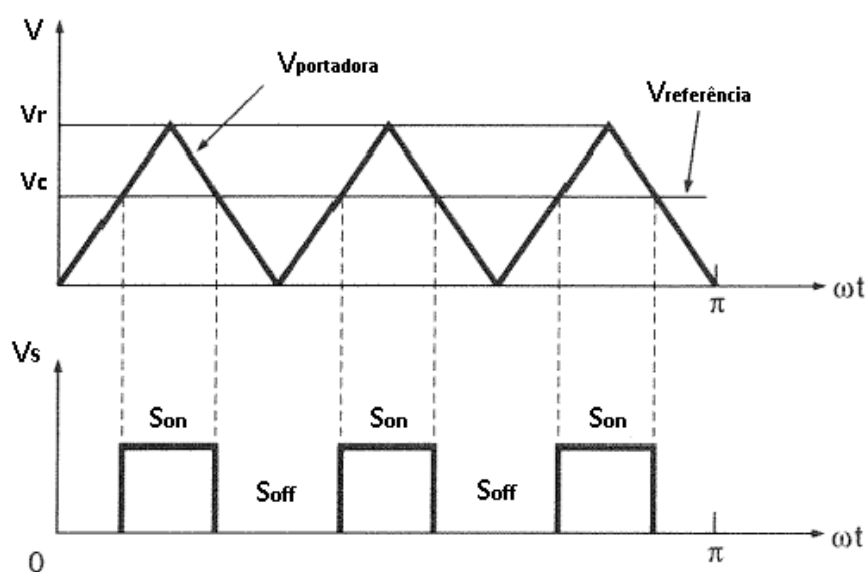
das chaves várias vezes durante um semiciclo. O controle PWM é baseado na comparação entre um sinal de referência V_c com uma portadora triangular V_r (ou rampa ou dente-de-serra). Essa comparação gera uma onda retangular que define o tempo de condução da chave semicondutora e varia de acordo com a amplitude do sinal de referência, modificando a razão cíclica, como pode ser visto na Figura 4.8. Dessa forma, é possível controlar a corrente na carga, ou seja, a potência fornecida para a carga (RASHID, 1999).

Figura 4.7 – Corrente de carga: (a) MCC (b) MDC



Fonte: Martins e Barbi (2006).

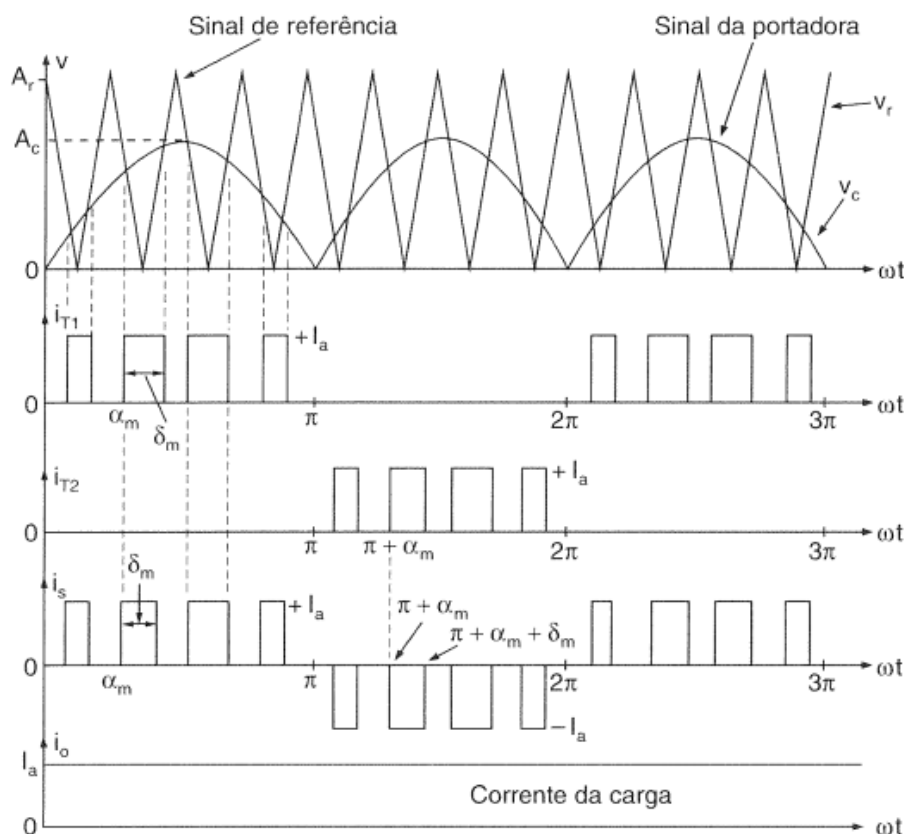
Figura 4.8 – Sinais de gatilho gerados por PWM



Fonte: adaptado de Rashid (1999).

Há ainda a modulação por largura de pulso senoidal (SPWM – *Sinusoidal Pulse Width Modulation*), Figura 4.9, em que as larguras dos pulsos são geradas por meio de comparação de uma tensão de referência triangular de amplitude A_r e frequência f_r com uma portadora de tensão senoidal retificada de amplitude variável A_c e frequência $2f_s$, sendo f_s a frequência da rede de alimentação. Essa portadora está em fase com a rede de alimentação e as larguras dos pulsos, e consequentemente, a tensão de saída do conversor é variada a partir da alteração da amplitude da portadora. O índice de modulação é definido como a razão entre a amplitude da portadora A_c e a amplitude da tensão de referência triangular, variando entre 0 e 1 (RASHID, 1999).

Figura 4.9 – Sinais de gatilho gerados por SPWM



Fonte: Rashid, 1993.

4.3.1 Conversor Buck

O conversor *Buck*, Figura 4.10, produz um valor médio de tensão na saída, V_o , inferior ao valor médio da tensão de entrada, V_i , enquanto a corrente média de saída, I_o , é maior que a de entrada, I_i , consequência do princípio de conservação de energia. O funcionamento do conversor *Buck* é explicado em duas etapas. Na primeira etapa, a chave S está conduzindo,

transferindo energia da entrada para o indutor e o capacitor. Já na segunda etapa, a corrente circula pelo diodo, i_D , mantendo a continuidade da corrente no indutor, estando a chave S aberta. Assim, a energia armazenada no indutor na primeira etapa é transferida ao capacitor e à carga na segunda etapa. Vale ressaltar que enquanto o valor instantâneo da corrente no indutor for maior do que a corrente de carga, o capacitor será carregado. Se esse valor é menor que a corrente de carga, o capacitor se descarrega, mantendo constante a corrente de carga para tensão de saída fixa. Assim, esse tipo de conversor consegue produzir variação contínua da tensão média na carga, desde zero até o valor da tensão de entrada, pela variação da razão cíclica do conversor. A razão cíclica D varia entre 0 e 1, e é definida por:

$$D = \frac{t_c}{T} = \frac{t_c}{t_c + t_a} \quad (4.2)$$

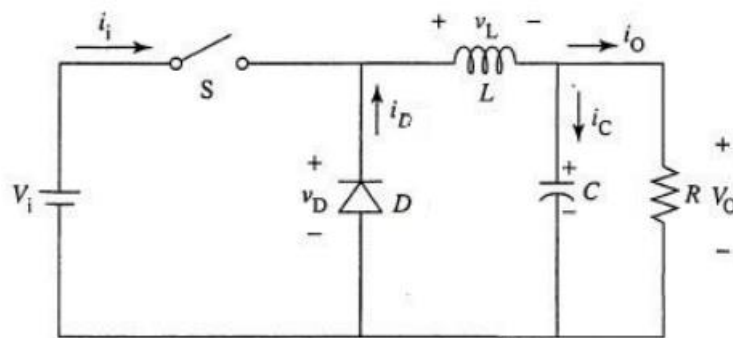
O valor médio de tensão na saída do conversor *Buck* pode ser calculado por:

$$V_o = \int_0^T v_o(t) dt = \frac{1}{T} \int_0^{t_c} V_i dt = \frac{t_c}{T} * V_i \quad (4.3)$$

Isto é, a tensão de saída varia linearmente com a razão cíclica:

$$V_o = D * V_i \quad (4.4)$$

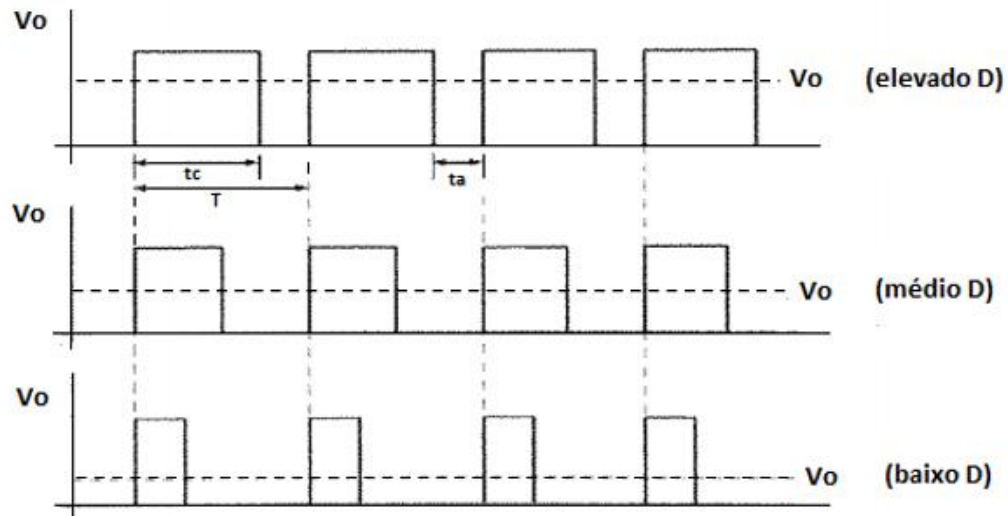
Figura 4.10 – Esquemático do conversor *Buck*



Fonte: Martins e Barbi (2006).

A Figura 4.11 mostra o comportamento da tensão média de saída do conversor Buck com a variação da razão cíclica, mantendo-se constante a frequência de chaveamento.

Figura 4.11 – Controle da tensão em função da razão cíclica com frequência de chaveamento constante



Fonte: produção da própria autora (2017).

Para projeto dos componentes do conversor *Buck* deve-se determinar os valores de indutância, capacitância de entrada e saída, e o valor da carga mínima necessária para partida do mesmo. Considerando a chave e o diodo ideais, os parâmetros do conversor são calculados a partir das equações apresentadas a seguir.

O cálculo da indutância, L , é um dos pontos críticos no projeto de um conversor abaixador de tensão. Na Equação (4.5), V_{iMAX} é o valor máximo que a tensão de entrada assume, V_o é a tensão de saída requerida do conversor, f_c é a frequência de chaveamento escolhida, $\Delta I_{indutor}$ é a corrente de *ripple* no indutor, I_{oMAX} é a corrente máxima de saída, LIR é a porcentagem de I_{outMAX} que equivale a corrente de *ripple*.

$$L = (V_{iMAX} - V_o) * \frac{V_o}{V_{iMAX}} * \frac{1}{f_c} * \frac{1}{\Delta I_{indutor}} \quad (4.5)$$

$$\Delta I_{indutor} = LIR * I_{oMAX} \quad (4.6)$$

A escolha do valor de LIR influencia na resposta do transiente de carga do conversor. Se o valor de *ripple* escolhido é alto, a resposta é mais rápida e se o valor escolhido é baixo, a resposta é mais lenta. Todavia, deve-se pensar também na eficiência do conversor ao se escolher o valor de LIR (HAUKE, 2015).

A capacitância de saída é necessária para minimizar o *overshoot* e o *ripple* de tensão na saída do conversor. Grandes valores de *overshoot* e *ripple* ocorrem quando um valor

insuficiente de capacitância é escolhido. Grandes valores também ocorrem quando a resistência série equivalente (ESR) do capacitor é muito alta. É possível calcular a capacitância de saída utilizando a Equação (4.7), em que ΔV_o é o *ripple* da tensão de saída.

$$C_o = \frac{L * \left(I_{o_{MAX}} + \frac{\Delta I_{indutor}}{2} \right)^2}{(\Delta V_o + V_{out})^2 - V_o^2} \quad (4.7)$$

Para o cálculo da capacitância de entrada, C_E , é utilizada a Equação (4.8), em que $\Delta V_{CE_{MAX}}$ é o *ripple* máximo da tensão de entrada.

$$C_E = \frac{I_{o_{MAX}}}{4 * f_c * \Delta V_{CE_{MAX}}} \quad (4.8)$$

O conversor *Buck* conectado ao arranjo fotovoltaico foi projetado utilizando-se as Equações (4.2) a (4.8) descritas nessa seção. Na Tabela 4.2, são descritos os valores encontrados para os componentes do conversor, de acordo com a tensão de saída escolhida e das características de saída do arranjo fotovoltaico.

Tabela 4.2 – Conversor *buck* projetado para o arranjo fotovoltaico

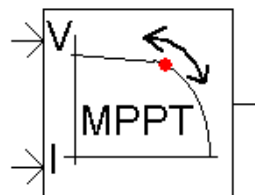
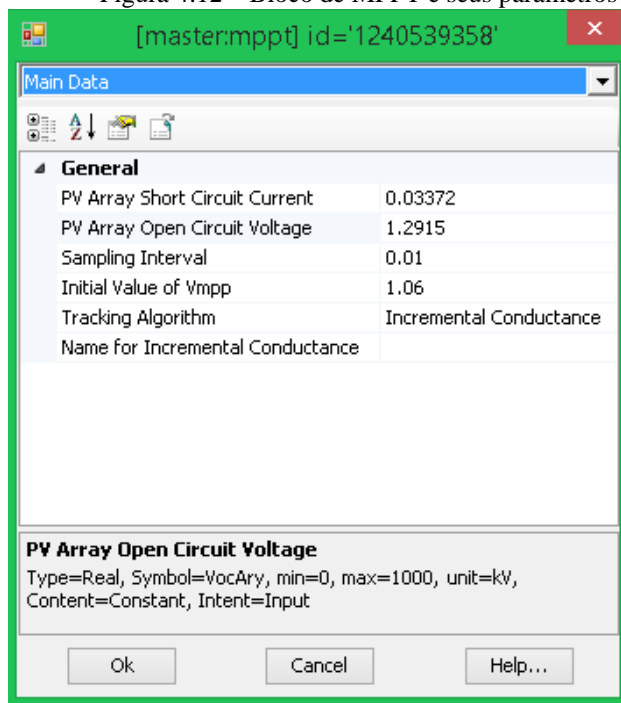
Tensão no <i>link</i> CC (V)	600
Corrente máxima de saída do <i>buck</i> (A)	53,66
<i>D</i> máximo	0,572
<i>D</i> mínimo	0,465
Frequência de chaveamento (<i>f_c</i>) (kHz)	10
<i>LIR</i> - <i>ripple</i> de corrente (%)	5
ΔI-indutor (A)	2,68
<i>Ripple</i> de tensão de saída (%)	5
ΔV_o-capacitor (V)	30
<i>Ripple</i> de tensão de entrada (%)	0,7
ΔV_e-capacitor (V)	7,75
Indutância (<i>L</i>) (mH)	11,9
Capacitância de saída (<i>C_o</i>) (uF)	980
Capacitância de entrada (<i>C_e</i>) (uF)	150

Fonte: produção da própria autora (2017).

A malha de controle do conversor *buck* utiliza o bloco de MPPT disponível no *software* PSCAD. Nesse bloco, Figura 4.12, escolhe-se o método de MPPT, além de definir as características do arranjo fotovoltaico, como a corrente de curto circuito do arranjo, a tensão de circuito aberto do arranjo fotovoltaico e o valor inicial de tensão de máxima potência. As entradas do bloco de MPPT são a tensão e a corrente medidas na saída do arranjo

fotovoltaico. Para as simulações, o método de MPPT escolhido foi o de condutância incremental.

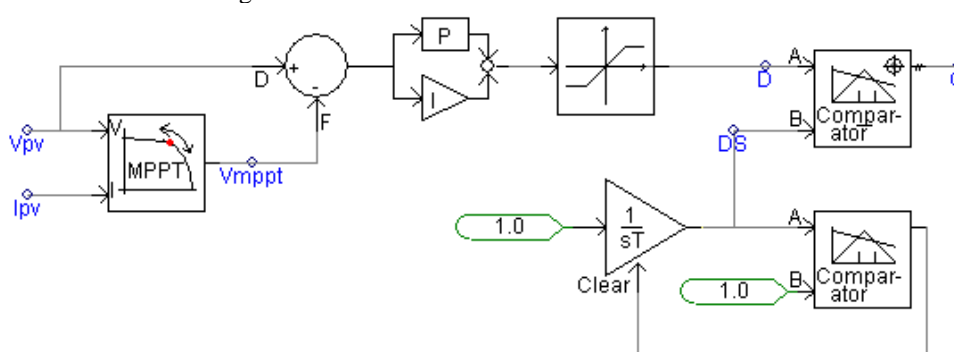
Figura 4.12 – Bloco de MPPT e seus parâmetros no *software* PSCAD



Fonte: produção da própria autora (2017).

A malha de controle, Figura 4.13, utiliza a comparação da tensão medida na saída do arranjo fotovoltaico com a tensão de MPPT calculada pelo bloco do próprio *software*, para gerar a razão cíclica do conversor após o PI. Essa razão cíclica é comparada a uma onda dente de serra de frequência igual a 10 kHz, gerando os pulsos de controle da chave do conversor *Buck*. Esse controle garante que o arranjo fotovoltaico esteja sempre operando no ponto de máxima potência ao controlar a tensão de saída do arranjo (RAJAPAKSE, A. D.; MUTHUMUNI, D., 2009).

Figura 4.13 – Malha de controle do conversor *buck*



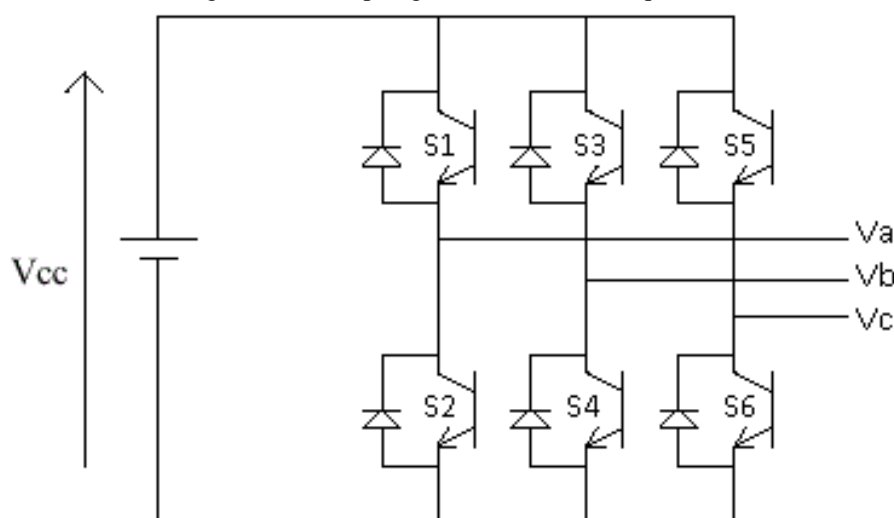
Fonte: adaptado de RAJAPAKSE, A. D.; MUTHUMUNI, D. (2017).

4.4 Inversores de Frequência

Ambas as interfaces dos subsistemas, isto é, do arranjo fotovoltaico e do conjunto de CaCs, utilizam inversor trifásico do tipo fonte de tensão (VSI – *Voltage Source Inverter*), composto de seis chaves semicondutoras, como mostrado na Figura 4.14. Essas chaves estão dispostas em três ramos paralelos, cada um com duas chaves em série que não conduzem ao mesmo tempo. As chaves utilizadas são IGBTs (*Insulated-Gate Bipolar Transistors*) que são semelhantes a transistores de potência. Para que os IGBTs possam conduzir e ser controlados, é necessário aplicar uma tensão no terminal de *gate* garantindo um fluxo mínimo de corrente. Por essa razão, os IGBTs têm a capacidade de chavear mais rapidamente (JOHNSON, 2013).

A qualidade e a forma das ondas de saída do inversor dependem de como os intervalos de condução das chaves são controlados. Nesse caso, o controle das chaves do inversor é feito pela técnica de modulação por largura pulso senoidal (SPWM – *Sinusoidal Pulse Width Modulation*). No controle SPWM empregado, são necessárias três ondas senoidais com a mesma frequência da rede, 60Hz, e uma portadora triangular de alta frequência. Os pulsos de controle das chaves são gerados a partir da comparação entre as magnitudes das ondas senoidais e da onda triangular. Se a amplitude do sinal senoidal for maior que a da onda triangular, a saída do comparador é igual a 1. Do contrário, a saída do comparador é 0. Essa comparação gera um trem de pulsos de onda quadrada que controla o funcionamento dos IGBTs.

Figura 4.14 – Topologia do inversor de frequência



Fonte: produção da própria autora (2017).

Como exemplo, explica-se a lógica de condução das chaves S1 e S2 na Figura 4.14. Para gerar os pulsos para essas chaves, são comparadas a onda senoidal de referência V_{Aref} e a portadora triangular V_{TRIANG} . Quando V_{Aref} é maior que V_{TRIANG} , a chave S1 conduz enquanto a chave S2 está desligada e V_{AN} , que é a tensão de fase de saída do inversor, é igual a tensão de entrada do inversor V_{CC} . Nos instantes em que V_{Aref} é menor que V_{TRIANG} , a chave S1 está desligada enquanto a chave S2 conduz e V_{AN} assume valor igual a zero. Os pulsos de controle para as outras chaves S3, S4, S5 e S6 são gerados de maneira semelhante e a lógica de condução é mostrada na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Lógica de condução das chaves no controle SPWM

IGBT	Tensão senoidal de referência	Lógica de condução	
		$V_{REF} > V_{TRIANG}$	$V_{REF} < V_{TRIANG}$
S1	VA	ON	OFF
S2		OFF	ON
S3	VB	ON	OFF
S4		OFF	ON
S5	VC	ON	OFF
S6		OFF	ON

Fonte: produção da própria autora (2017).

O índice de modulação (m_a), Equação (4.9), é definido como a razão entre a amplitude do sinal senoidal de controle, A_{sen} , e a amplitude do sinal da portadora, A_{triang} .

$$m_a = \frac{A_{sen}}{A_{triang}} \quad (4.9)$$

Sabe-se que o valor de pico por fase da componente fundamental de tensão saída do inversor, V_{AN}^{pico} , pode ser expresso pelas Equações (4.10) e (4.11) (JAIN et al., 2007):

$$V_{AN}^{pico} = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot V_L \quad (4.10)$$

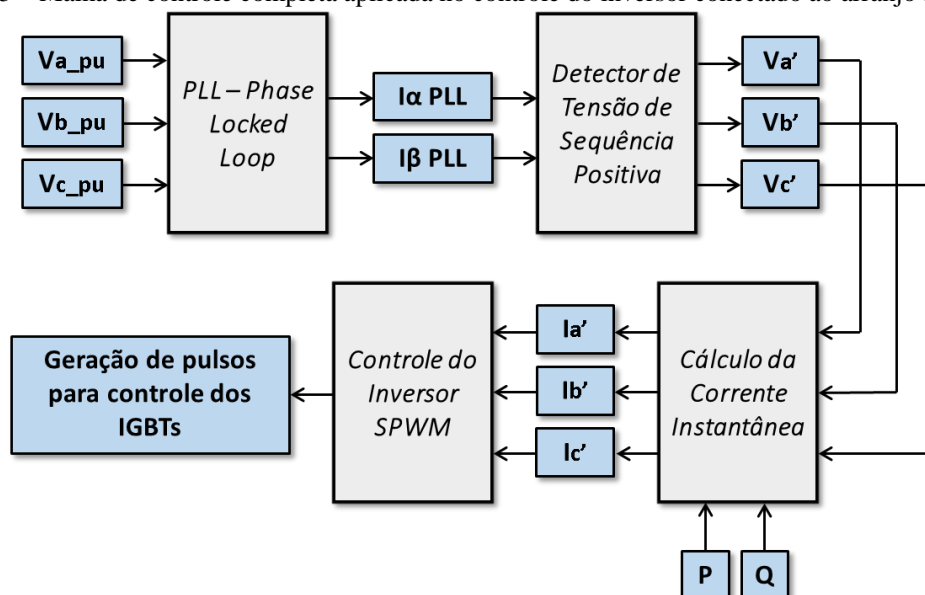
$$V_{AN}^{pico} = m_a \cdot \frac{V_{CC}}{2} \quad (m_a \leq 1) \quad (4.11)$$

Em que V_L é a tensão de linha da rede. Portanto, a amplitude das tensões de saída do inversor pode ser variada a partir da alteração do índice de modulação.

As malhas de controle aplicadas aos inversores conectados ao barramento de cargas são semelhantes, como pode ser visto na Figura 4.15 e na Figura 4.16. Cada um dos componentes das malhas é detalhado a seguir. As tensões e correntes de fase medidas no

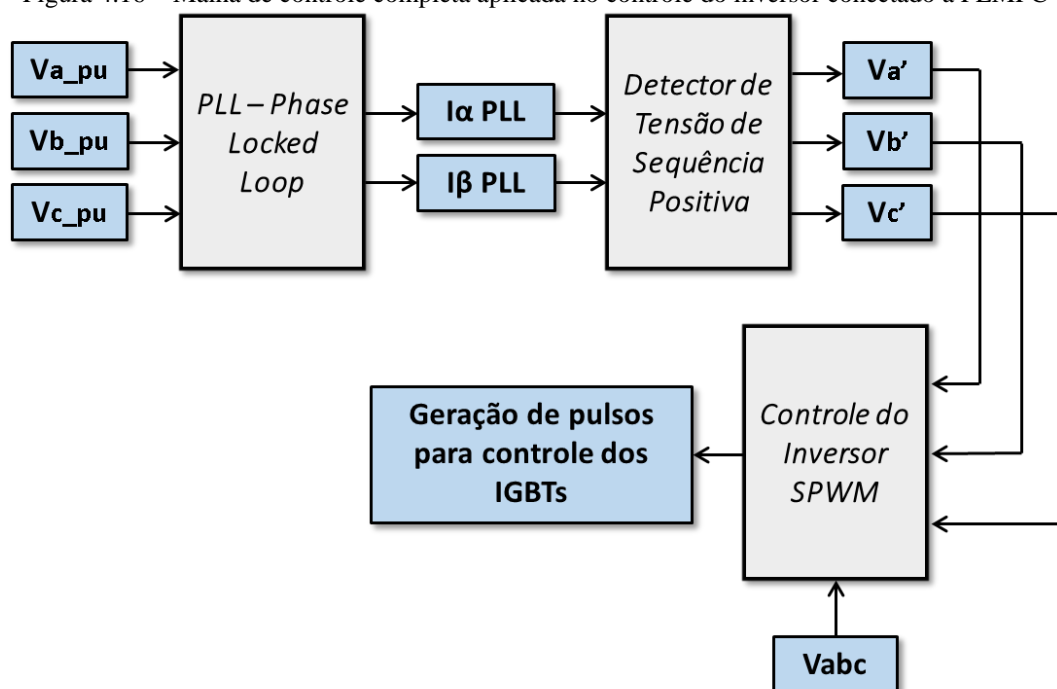
ponto de acoplamento comum (PAC), isto é, na conexão entre inversor e barramento de carga, são utilizadas como entrada para as malhas de controle. Primeiramente, são definidas a tensão, corrente e potência de base e então as tensões e correntes medidas são convertidas para valores por unidade (p.u.).

Figura 4.15 – Malha de controle completa aplicada no controle do inversor conectado ao arranjo fotovoltaico



Fonte: produção da própria autora (2017).

Figura 4.16 – Malha de controle completa aplicada no controle do inversor conectado a PEMFC



Fonte: produção da própria autora (2017).

As tensões de fase v_a , v_b e v_c medidas no PAC transformadas em valores p.u. são utilizadas na entrada do bloco PLL (*Phase Locked Loop*). Esse bloco representa um circuito realimentado que tem a função de detectar continuamente a frequência e o ângulo de fase da componente fundamental de sequência positiva da tensão trifásica medida no PAC. O projeto apropriado do PLL permite a detecção da frequência mesmo quando a medição retorna tensões distorcidas e desbalanceadas.

O circuito realimentado utilizado no PLL dessa dissertação é baseado na Teoria da Potência Instantânea ou Teoria p-q. Essa teoria aponta que para sistemas desequilibrados e com harmônicos, as potências real e imaginária instantâneas contêm uma parcela constante (\bar{x}) e uma parcela oscilante (\tilde{x}), como indicado nas Equações (4.12) e (4.13).

$$p(t) = \bar{p} + \tilde{p} \quad (4.12)$$

$$q(t) = \bar{q} + \tilde{q} \quad (4.13)$$

Essa teoria utiliza a transformada de Clarke, mostrada na Equação (4.14), que consiste na redefinição das variáveis em um sistema de coordenadas estacionário. Ao utilizar a transformada de Clarke, as potências real e imaginária instantâneas de um sistema trifásico a três fios podem ser escritas como nas Equações (4.15) e (4.16) (WATANABE et al., AREDES).

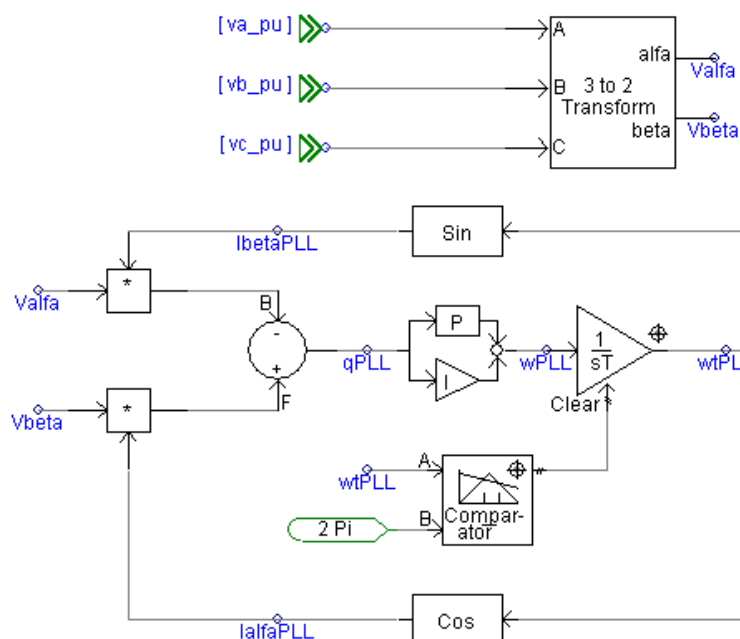
$$\begin{bmatrix} v_{a_{pu}} \\ v_{b_{pu}} \\ v_{c_{pu}} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{\alpha} \\ v_{\beta} \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

$$p(t) = v_{\alpha} i_{\alpha} + v_{\beta} i_{\beta} \quad (4.15)$$

$$q(t) = v_{\alpha} i_{\beta} - v_{\beta} i_{\alpha} \quad (4.16)$$

A Figura 4.17 traz o circuito do PLL elaborado em PSCAD. Primeiramente, aplica-se a transformada de Clarke às tensões de fase medidas na saída do inversor, obtendo-se V_{α} e V_{β} . Esse modelo de PLL é baseado no cálculo de uma potência imaginária instantânea fictícia (q-PLL) que dá origem às correntes unitárias fictícias, I_{α}' (IalfaPLL) e I_{β}' (IbetaPLL), que por sua vez estão em fase com V_{α} e V_{β} . A potência imaginária fictícia passa por um controlador PI resultando na frequência angular w_{PLL} da tensão de fase detectada, em radianos por segundo. Por fim, w_{PLL} é integrado para detectar a fase wt_{PLL} , em radianos.

Figura 4.17 – Circuito para detecção de fase e frequência das tensões na saída do inversor

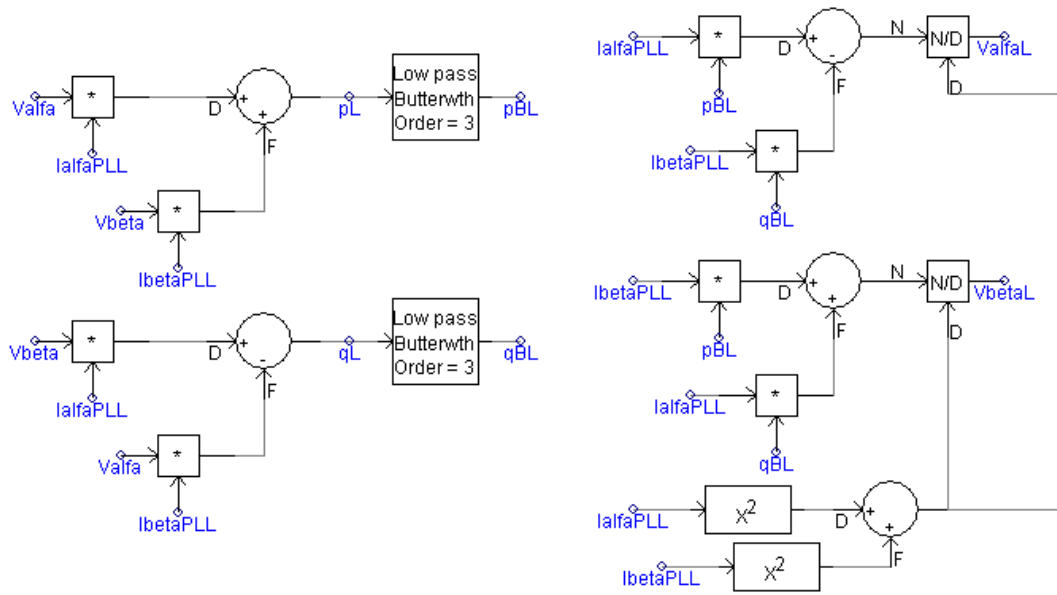


Fonte: produção da própria autora (2017).

As tensões de fase medidas de acoplamento comum (PAC) contêm principalmente componentes de sequência positiva, podendo conter componentes de sequência negativa e/ou zero na frequência fundamental. Isso pode implicar em desbalanceamento entre as fases, como o aparecimento de harmônicos. Assim, a detecção das componentes de sequência positiva é necessária para o controle SPWM empregado nessa dissertação. Para tanto, é utilizado um circuito detector de tensão de sequência positiva (PSVD – *Positive Sequence Voltage Detector*), que também é baseado Teoria p-q.

O circuito para o PSVD é mostrado na Figura 4.18. As tensões V_α e V_β calculadas pela transformada de Clarke são utilizadas em conjunto com as correntes I_α' e I_β' , produzidas pelo circuito PLL (*Phase Locked Loop*), para determinar as potências ativa e reativa p' e q' auxiliares. Para extrair a componente fundamental de sequência positiva das tensões, a amplitude das correntes I_α' e I_β' não é importante, podendo ser escolhida arbitrariamente. Nessa dissertação, as amplitudes das correntes I_α' e I_β' assumem valor unitário.

Figura 4.18 – Circuito elaborado em PSCAD para o PSVD



Fonte: produção da própria autora (2017).

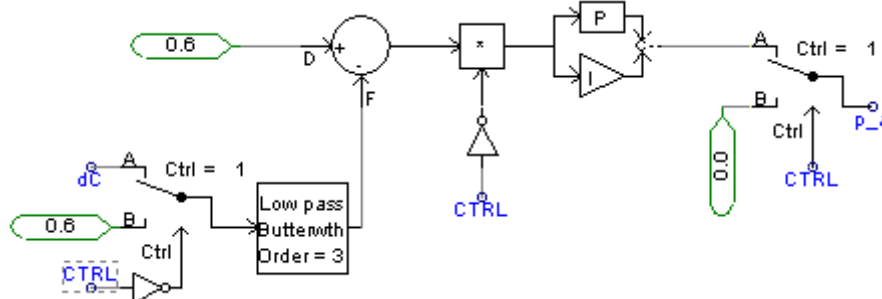
Assume-se que os sinais de corrente gerados pelo PLL, $I\alpha'$ e $I\beta'$, são de sequência positiva e não apresentam distorções. Por isso, é possível dizer que somente a componente fundamental de sequência positiva da tensão contribui para as parcelas constantes das potências ativa e imaginária instantâneas. Essas parcelas (pBL e qBL) são obtidas com o filtro de Butterworth de 3ª ordem e frequência de corte igual a 60 Hz, mostrado na Figura 4.18. Com essas parcelas, são calculadas as tensões $V\alpha'$ e $V\beta'$ ($ValfaL$ e $VbetaL$) que representam as componentes de sequência positiva em coordenadas $\alpha\beta$. O cálculo é feito com a manipulação algébrica das Equações (4.15) e (4.16).

Para o subsistema fotovoltaico, as tensões de saída do PSVD, $V\alpha'$ e $V\beta'$, e as potências ativa e reativa solicitadas, p_a e p_r , são utilizadas para o cálculo das correntes instantâneas. À medida que a solicitação de potência ativa (p_a) e reativa (p_r) nos terminais do inversor é modificada, as correntes de referência sofrem alterações.

Foi definido que esse subsistema não forneceria potência reativa, portanto, a variável p_r é mantida igual à zero em todos os cenários. Já a potência ativa solicitada é sempre o máximo de potência ativa que o arranjo fotovoltaico pode fornecer. A Figura 4.19 mostra como o sinal p_a é originado por malha de controle. A comparação entre a referência do *link CC* e a tensão medida no *link CC* (dC), isto é, na saída do conversor *Buck*, gera um erro que é passado por um PI dando origem ao sinal de potência ativa utilizado no cálculo das correntes

instantâneas. O valor escolhido para o *link CC* é de 600 V. Na figura, *CTRL* tem a função de ligar o controle, permitindo a geração do sinal p_a

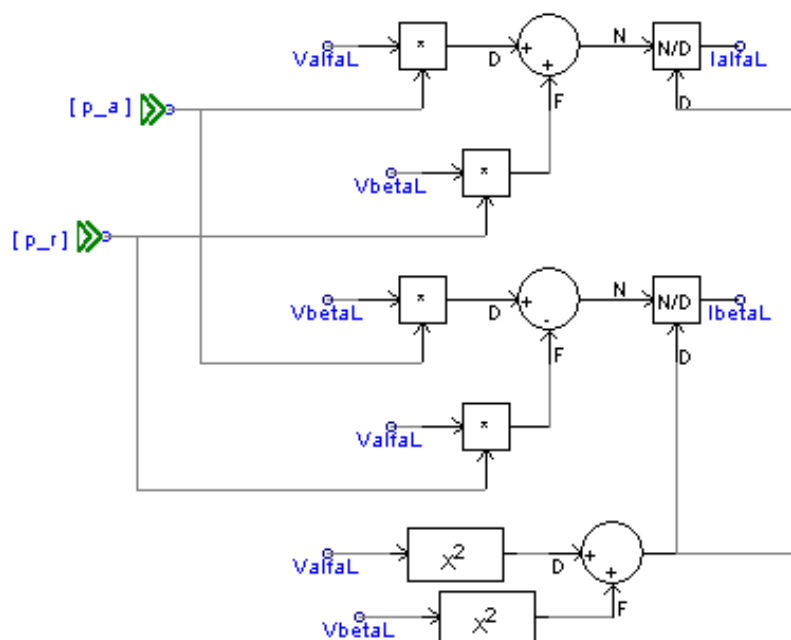
Figura 4.19 – Sinal de potência ativa (p_a) para o arranjo fotovoltaico gerado em malha de controle



Fonte: produção da própria autora (2017).

O cálculo das correntes instantâneas também se baseia na Teoria p-q e é mostrado na Figura 4.20. As correntes de saída do bloco do PSVD, I_{alfaL} e I_{betaL} , passam pela transformada inversa de Clarke, obtendo I_a' , I_b' e I_c' , que são utilizadas na malha de controle do inversor para geração dos pulsos de controle das chaves.

Figura 4.20 – Malha para cálculo da corrente instantânea utilizada no controle do inversor conectado ao arranjo fotovoltaico

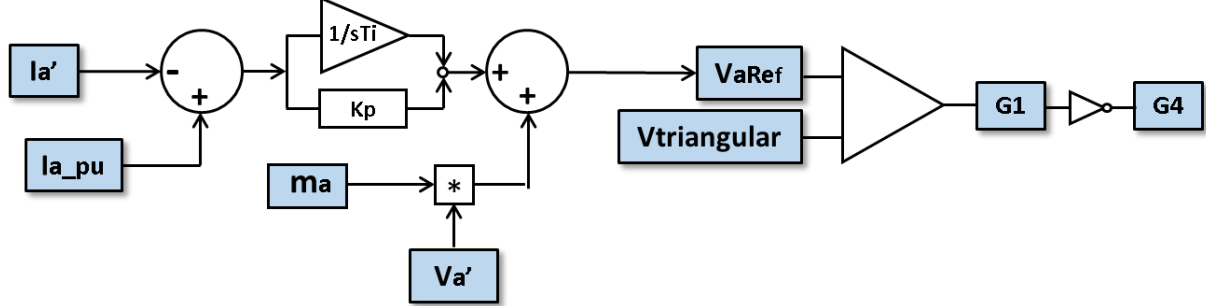


Fonte: produção da própria autora (2017).

A Figura 4.21 apresenta a malha de controle do inversor do subsistema fotovoltaico. O erro entre a corrente de referência calculada pelo bloco de corrente instantânea é atenuado por

um PI e somado à tensão de sequência positiva detectada pelo PSVD. Essa tensão é multiplicada pelo índice de modulação, calculado de acordo com a Equação (4.11). Com isso, é gerada a tensão de referência para cada uma das fases, que é comparada com a tensão medida no PAC. Assim, são gerados os pulsos de controle das chaves de cada inversor.

Figura 4.21 – Malha de controle do inversor do subsistema fotovoltaico



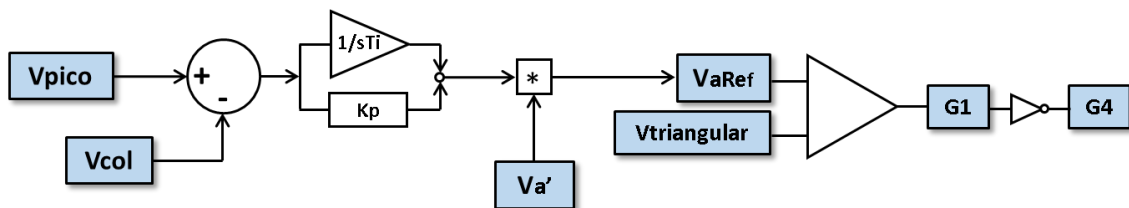
Fonte: produção da própria autora (2017).

Para o subsistema da PEMFC, as tensões de saída do PSVD, $V_{\alpha'}$ e $V_{\beta'}$, passam pela transformada inversa de Clarke para obter $V_{a'}$, $V_{b'}$ e $V_{c'}$. Essas componentes de sequência positiva da tensão medida no PAC são utilizadas para geração dos pulsos do inversor nesse subsistema. A Figura 4.22 apresenta o controle utilizado para acionamento dos IGBTs desse inversor. Esse controle é baseado na Equação (4.11), definindo-se um valor fixo para tensão de pico. Primeiramente, calcula-se com as tensões medidas no PAC, o módulo da tensão trifásica a partir da Equação (4.17).

$$V_{col} = \sqrt{V_a^2 + V_b^2 + V_c^2} * \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \quad (4.17)$$

O valor da tensão de pico por fase é comparado com V_{col} , o erro passa por um PI que obtém o índice de modulação variável que, por sua vez, é multiplicado pela tensão de sequência positiva encontrada pelo PSVD. Isso obtém uma tensão senoidal de referência que é comparada a portadora triangular, gerando os sinais para controle dos IGBTs.

Figura 4.22 – Malha de controle do inversor do subsistema da PEMFC



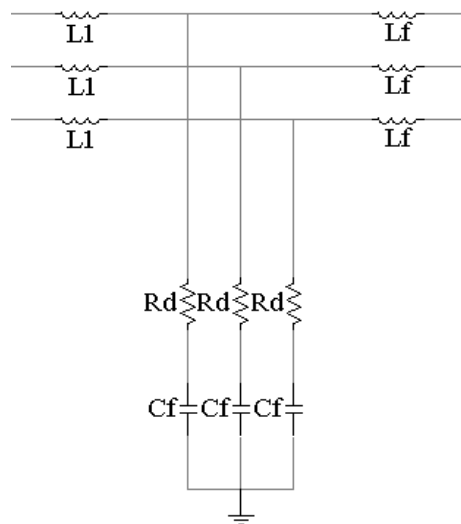
Fonte: produção da própria autora (2017).

4.5 Filtro LCL

O objetivo da inserção do filtro LCL na conexão entre inversor e barramento de carga é melhorar o desempenho do subsistema pela redução dos harmônicos causados pelo chaveamento do inversor. Na Figura 4.23, é mostrada a estrutura do filtro LCL utilizada nos subsistemas.

O projeto do filtro LCL deve levar em consideração a potência do inversor (P_n), a tensão eficaz (e) a qual o filtro é submetido, a frequência da rede (f_n) e por fim, a frequência de chaveamento do inversor (f_s). O cálculo dos parâmetros foi realizado de acordo com a metodologia apresentada por MATOS e outros (2010) sendo descrita a seguir.

Figura 4.23 – Estrutura do filtro LCL



Fonte: produção da própria autora (2017).

Os valores do filtro são normalizados em relação aos valores base de impedância e capacitância, que podem ser calculados a partir das Equações (4.18) e (4.19), respectivamente.

$$Z_b = \frac{e^2}{P_n} \quad (4.18)$$

$$C_b = \frac{1}{2\pi f_n Z_b} \quad (4.19)$$

O indutor L_l é calculado a partir da Equação (4.20) sendo dependente da corrente de *ripple* máxima admissível (i_{ripple}), calculada pela Equação (4.21).

$$L_1 = \frac{e}{2\sqrt{6}f_s i_{ripple}} \quad (4.20)$$

$$i_{ripple} = 0,035 * i_{pico} = 0,035 * \frac{P_n}{\sqrt{\frac{3}{2}}e} \quad (4.21)$$

Já o indutor L_f é calculado com a Equação (4.22) sendo dependente do valor de L_1 e do parâmetro r , constante estimada em 0,22.

$$L_f = 0,22 * L_1 \quad (4.22)$$

A capacitância C_f do filtro está limitada pela potência reativa máxima que circula por cada subsistema, devendo ser inferior a 5% (MATOS et al., 2010), e é calculada por:

$$C_f = x * \frac{P_n}{w_n e^2} \quad (4.23)$$

Além disso, há outra restrição para o valor de capacitância C_f . O valor encontrado pela Equação (4.23) deve ser igual ou inferior a 15% da capacitância de base C_b encontrada pela Equação (4.19).

De posse de todos os valores dos componentes do filtro ainda deve-se calcular a frequência de ressonância do filtro. Essa frequência deve estar entre dez vezes a frequência da rede (f_n) e a metade da frequência de chaveamento (f_s), para evitar que o filtro provoque ressonância em frequências mais baixas e mais altas. A Equação (4.24) define a frequência de ressonância.

$$f_{res} = \frac{1}{2\pi} * \sqrt{\frac{L_1 + L_f}{L_1 L_f C_f}} \quad (4.24)$$

$$10 * f_n \leq f_{res} \leq 0,5 * f_s$$

Já o valor da resistência R_d deve ser otimizado de acordo com a resposta dinâmica do filtro, a frequência de ressonância encontrada e as perdas em baixa frequência. Dessa forma, R_d é somente o valor inicial, sendo calculado na Equação (4.25).

$$R_d = 2 * \frac{1}{w_{res} C_f} \quad (4.25)$$

Pelas Equações (4.18) a (4.25) foi obtida a Tabela 4.4 que contém os valores dos componentes do filtro LCL pertencente a cada subsistema.

Tabela 4.4 – Parâmetros dos filtros LCL para cada subsistema

Variável	PEMFC	Arranjo Fotovoltaico
e (V)	220	220
P_n (kW)	16,6	32,55
Z_b (Ω)	2,91566	1,48694
C_b (mF)	0,91	1,78
F_n (Hz)	60	60
i_{ripple} (A)	2,15629	4,22815
L_l (mH)	2,082	1,062
f_s (kHz)	10	10
L_f (mH)	0,458	0,233
C_f (uF)	45,48	89,19
f_{res} (Hz)	1217,68	1217,68
R_d (Ω)	5,74665	8,79211

Fonte: produção da própria autora (2017).

4.6 Considerações Finais

Nesse capítulo foram apresentados os componentes do sistema híbrido em estudo. Definiu-se a potência de saída, bem como as tensões e correntes de saída de cada uma das fontes. Também foi mostrado o comportamento de arranjo fotovoltaico e do conjunto de células a combustível, antes da conexão com o conversor *buck* e inversor, respectivamente. Além disso, detalhes sobre o funcionamento das malhas de controle do sistema foram abordados. Também foram mostradas as Equações necessárias ao cálculo dos parâmetros do conversor *buck* e do filtro LCL. De maneira geral, foi apresentada a estrutura do sistema híbrido.

5 SIMULAÇÕES E ANÁLISE DE DESEMPENHO DO SISTEMA

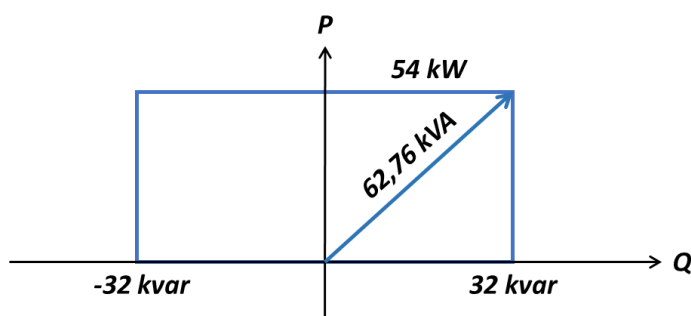
Esse capítulo traz as simulações e a análise de desempenho do sistema híbrido sob diferentes cenários. São apresentadas a capacidade do sistema e a estratégia para o acesso das cargas, isto é, as cargas obedecerão a uma hierarquia de acesso ao barramento da microrrede. Em seguida, são realizados testes no sistema, analisando o comportamento das variáveis de interesse nos subsistemas.

5.1 Capacidade do Sistema

O sistema isolado é limitado pela capacidade de produção de energia do conjunto de células a combustível e do arranjo fotovoltaico. A potência nominal do conjunto de células a combustível é igual a 18 kW, já a do arranjo fotovoltaico é igual a 32,55 kW nas condições padrão de radiação solar e temperatura. A temperatura adotada nas simulações é igual a 25,02°C e a radiação máxima adotada é igual a 1.200 W/m², conforme discutido no Capítulo 4. Para essas condições, a potência máxima produzida pelo arranjo fotovoltaico é igual a 38,9 kW, portanto, a potência ativa máxima das fontes somadas é igual a 56,9 kW. Para a curva de capacidade, considerou-se que as perdas nas unidades eletrônicas de potência seriam de até 5%, admitindo-se a potência ativa máxima igual a 54 kW.

Devido à complexidade de incluir no sistema híbrido controles independentes entre si o para o fluxo de potência reativa de cada subsistema, foi definido que a potência reativa do sistema seria sintetizada somente pelo inversor do subsistema da PEMFC. O limite de potência reativa escolhido para o sistema é igual a 32 kvar. Determinados os limites de potência ativa e reativa do sistema híbrido, a curva de capacidade é mostrada na Figura 5.1. Observa-se também na Figura 5.1 que o sistema híbrido não produzirá hidrogênio como forma de armazenamento de energia, sendo inexistente a potência ativa negativa na curva de capacidade apresentada.

Figura 5.1 – Curva de capacidade do sistema híbrido



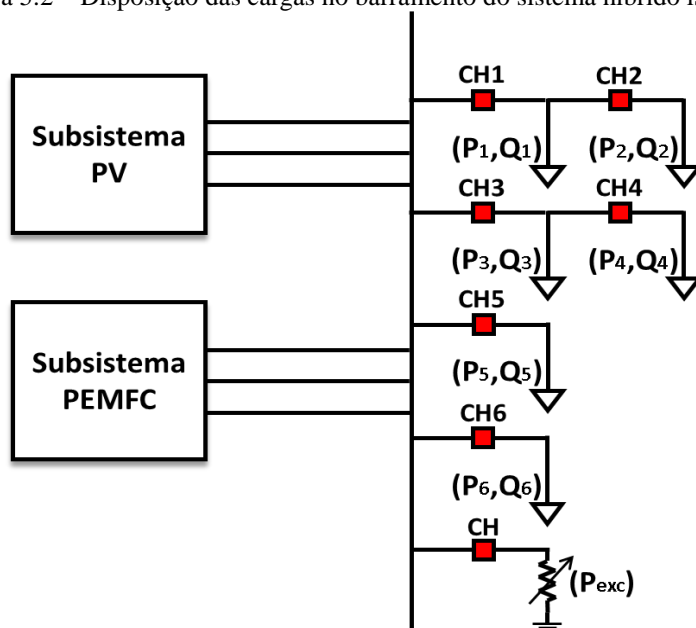
Fonte: produção da própria autora (2017).

5.2 Controle de acesso de cargas: hierarquia de carga e potência disponível

Como o sistema é isolado, nem sempre é possível suprir toda a demanda de carga, por isso há a necessidade de hierarquia de cargas. Neste trabalho, são estabelecidos níveis de hierarquia de carga, a fim de priorizar algumas cargas em detrimento a outras. Sendo assim, foram definidos quatro níveis hierárquicos, sendo as cargas de prioridade máxima pertencentes ao nível 1 e as de prioridade mínima pertencentes ao nível 4.

Na Figura 5.2, observa-se a disposição das cargas que fazem parte do sistema híbrido proposto. A resistência variável representa o banco de resistores, que tem a função de dissipar a potência excedente, P_{exc} , produzida pelo arranjo fotovoltaico, já que o sistema híbrido não possui dispositivo de armazenamento de energia.

Figura 5.2 – Disposição das cargas no barramento do sistema híbrido isolado



Fonte: produção da própria autora (2017).

Na Tabela 5.1, são mostradas as potências ativa e reativa das cargas a serem conectadas ao barramento do sistema híbrido bem como o nível hierárquico ao qual pertencem. Na coluna #CH são definidas quais chaves devem estar fechadas para que a carga seja conectada ao barramento. Ressalta-se que para que a carga #2 seja conectada, as chaves CH1 e CH2 devem estar fechadas simultaneamente. O mesmo se aplica a carga #4 com as chaves CH3 e CH4. Em todos os cenários simulados, a chave CH é fechada no instante $t = 0,15$ s.

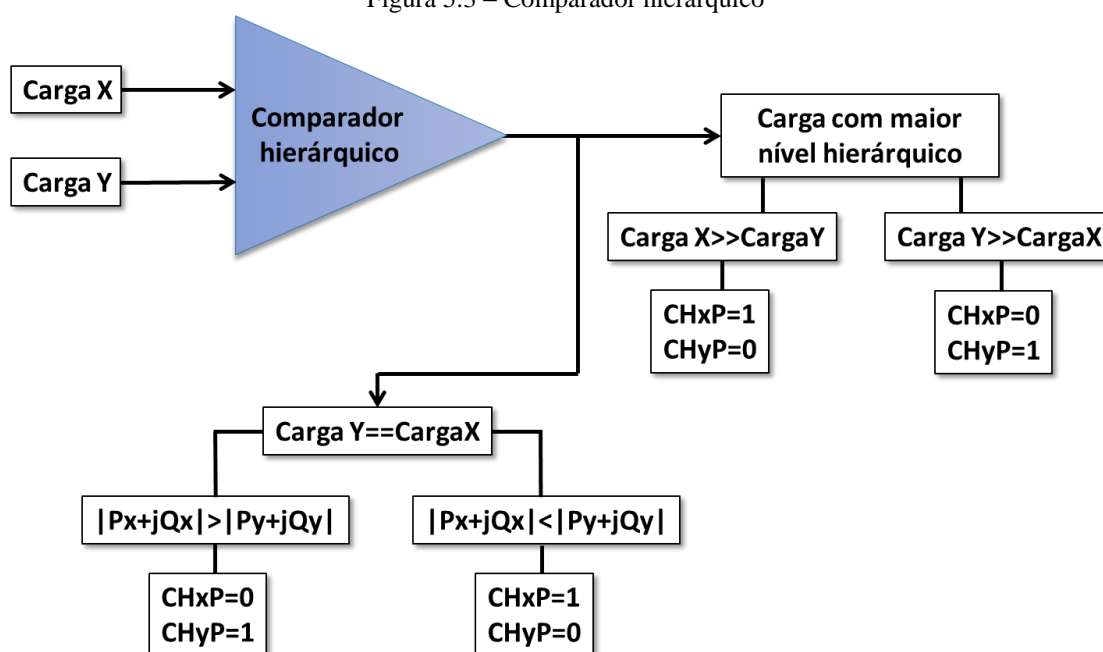
Tabela 5.1 – Lista de cargas do sistema isolado a serem conectadas ao barramento

Cargas	#CH	Fator de potência	Prioridade	Potência ativa (kW)	Potência reativa (kvar)
#1	1	0,894 ind	1	12	6
#2	1,2	0,832 ind	3	9	6
#3	3	0,555 ind	2	6	9
#4	3,4	0,970 ind	4	12	3
#5	5	0,857 ind	3	15	7,5
#6	6	0,707 ind	2	6	6
Total				60	37,5

Fonte: produção da própria autora (2017).

Um dos componentes da estratégia de controle de acesso de cargas é mostrado no diagrama da Figura 5.3. No diagrama, é ilustrado o funcionamento do comparador hierárquico, em que duas cargas, Carga X e Carga Y, solicitam o acesso simultaneamente. Nessa etapa, o nível hierárquico das cargas é comparado a fim de obter na saída o sinal CHxP e CHyP de cada carga. Caso as cargas sejam do mesmo nível hierárquico, àquela de menor potência aparente é garantida a prioridade de acesso ao barramento. Se o sinal atinge o nível lógico 1, a carga possui prioridade frente a outra carga.

Figura 5.3 – Comparador hierárquico

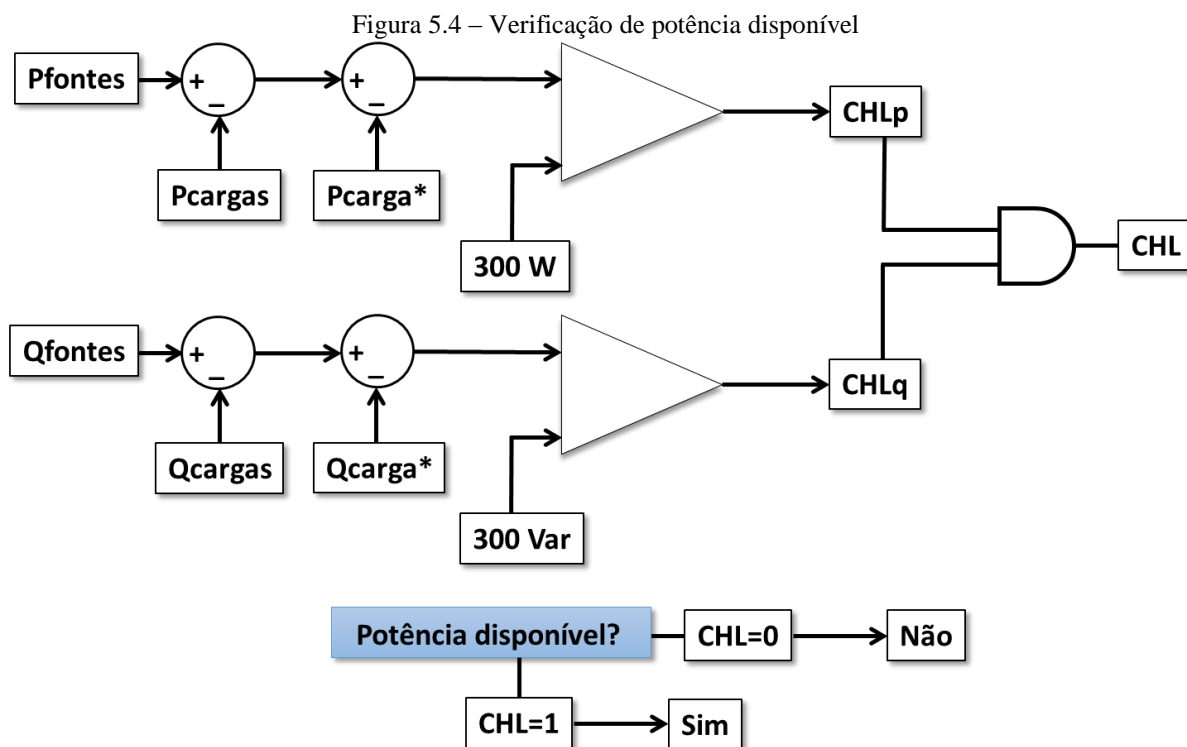


Fonte: produção da própria autora (2017).

No controle de acesso ao sistema também é verificado se existe potência disponível para que a carga seja conectada, Figura 5.4. A potência ativa da carga a ser conectada, P_{carga*} , é subtraída da potência ativa disponível no sistema híbrido, isto é, da potência fornecida pelas fontes, P_{fontes} , subtraída da potência consumida pelas cargas já conectadas ao barramento, P_{cargas} . Em seguida, compara-se o resultado da subtração com um valor mínimo, 300 W, que representa uma margem de segurança. Caso haja potência ativa disponível, a saída $CHLp$ assume valor lógico 1. O processo é análogo para a potência reativa. Se ambas as saídas dos comparadores são iguais a 1, a saída da porta lógica AND, CHL , também será 1, significando que os limites de potência ativa e reativa são respeitados.

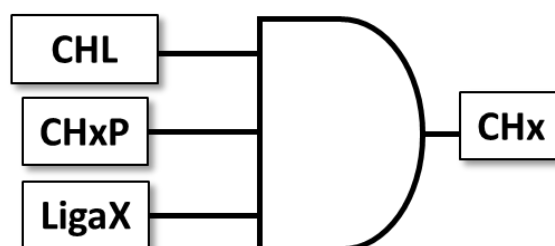
Por fim, as informações obtidas no controle, CHL e $CHxP$, são passadas em uma porta lógica AND, Figura 5.5, cuja saída, CHx , aciona a chave de conexão entre a carga e o barramento. Tem-se uma terceira entrada da porta lógica AND, $LigaX$, para que a carga possa ser desligada a qualquer tempo. Essa entrada também é responsável pelo acionamento dos dois controles apresentados na Figura 5.3 e na Figura 5.4. Supondo que o controle de prioridade, Figura 5.3, tenha concedido a prioridade a carga X. Nesse caso, vale ressaltar que após a análise da prioridade, a variável $CHyP$ retornará ao nível lógico 1 e aguardará nova análise de prioridade e potência disponível após a conexão da carga X. Caso o pedido de

acesso seja mantido, haja prioridade de acesso e potência disponível, a carga Y é conectada em seguida.



Fonte: produção da própria autora (2017).

Figura 5.5 – Acionamento da chave de conexão da carga ao barramento



Fonte: produção da própria autora (2017).

5.3 Simulações: desempenho do sistema em diferentes cenários

São apresentados três cenários de funcionamento do sistema híbrido: funcionamento sob a variação de radiação solar, funcionamento quando há pedido de acesso de carga com prioridade superior ocasionando a rejeição de uma das cargas já conectada, e por fim, o funcionamento quando há pedido de acesso simultâneo de cargas.

Porém, antes de apresentá-los, algumas considerações devem ser feitas. Devido à intermitência da fonte solar e ao fato de que o sistema é isolado, o subsistema de PEMFCs assume a referência de tensão para os sistemas de controle. Isso significa que o conjunto de células a combustível assume a partida do sistema em todos os cenários apresentados. Após a entrada da fonte solar fotovoltaica, que ocorre em $t = 0,7$ s para todos os cenários, o subsistema da PEMFC permanece em *stand by*, somente solicitado quando a demanda de potência excede àquela produzida pelo arranjo fotovoltaico.

Na partida do sistema híbrido, o sistema fotovoltaico possui carga conectada à saída do conversor *buck*, isto é, no *link* CC. No momento em que o inversor do subsistema fotovoltaico é acionado, essa carga diminui gradativamente até representar um circuito aberto, não interferindo no funcionamento do sistema híbrido. Conectado ao barramento de carga, há também um banco de resistores que se encarrega de dissipar a potência excedente do subsistema fotovoltaico, na ocasião em que a potência produzida é maior que àquela demandada. Lembrando que em todos os cenários, a chave do banco de resistores é fechada em $t = 0,15$ s.

Nos cenários apresentados a seguir, o subsistema de PEMFCs sempre assume a carga #1, pertencente ao nível hierárquico 1, durante a partida do sistema híbrido. A carga #1 é conectada ao barramento em $t = 0,25$ s em todos os cenários.

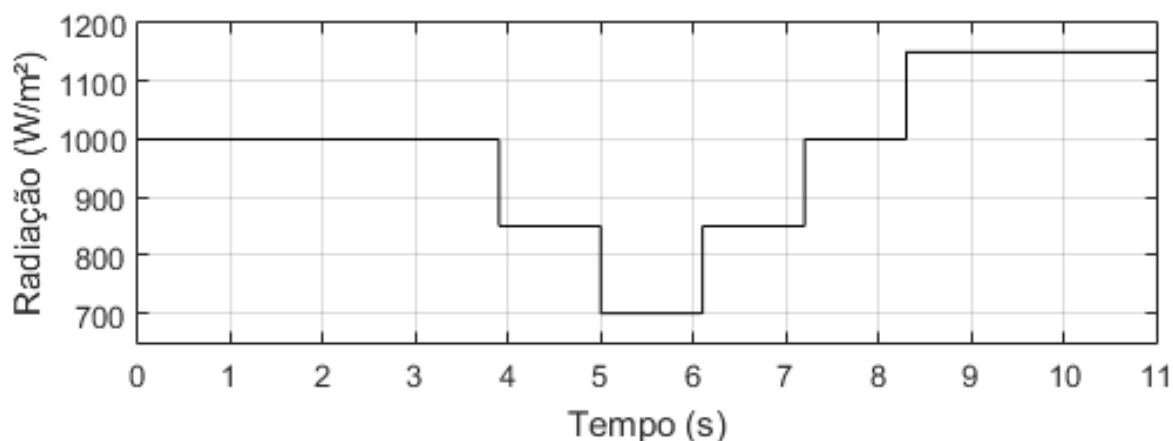
5.3.1 Cenário I: funcionamento sob variação de radiação solar

Neste cenário, é avaliado o comportamento do sistema híbrido mediante variações de radiação solar com carga constante. As cargas conectadas ao barramento são as cargas #1, #2, #3 e #6, totalizando 33 kW. A radiação solar aplicada ao arranjo fotovoltaico para este cenário está compreendida no intervalo de 700 W/m^2 a 1.150 W/m^2 . Os resultados mostram o funcionamento do sistema submetido a variações de radiação, após a conexão de todas as cargas ao barramento.

Na Figura 5.6, são mostrados os instantes em que há variação de radiação solar. Os instantes são $t=3,9\text{s}$, $t=5\text{s}$, $t=6,1\text{s}$, $t=7,2\text{s}$ e $t=8,3\text{s}$. A Figura 5.7 exibe a potência ativa total produzida pelo sistema híbrido, bem como as parcelas produzidas por cada subsistema, incluindo também a potência ativa drenada pela carga e aquela absorvida pelo banco de resistores. O resultado apresentado está de acordo com o esperado. A partir da redução da radiação solar, o arranjo fotovoltaico produz menos potência ativa, obrigando o conjunto de

PEMFCs a aumentar sua contribuição para o sistema híbrido. Observa-se o contrário quando a radiação solar aumenta. Já a Figura 5.8 traz a potência reativa total drenada pelas cargas e a potência reativa sintetizada pelo inversor conectado ao conjunto de PEMFCs.

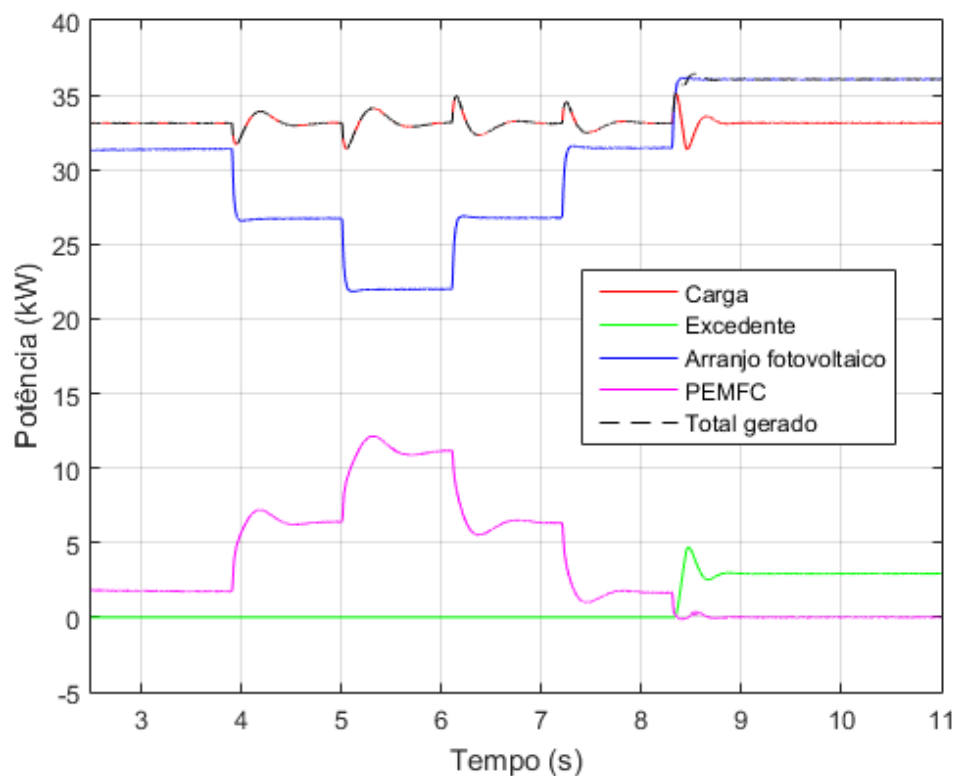
Figura 5.6 – Variação de radiação solar no Cenário I



Fonte: produção da própria autora (2017).

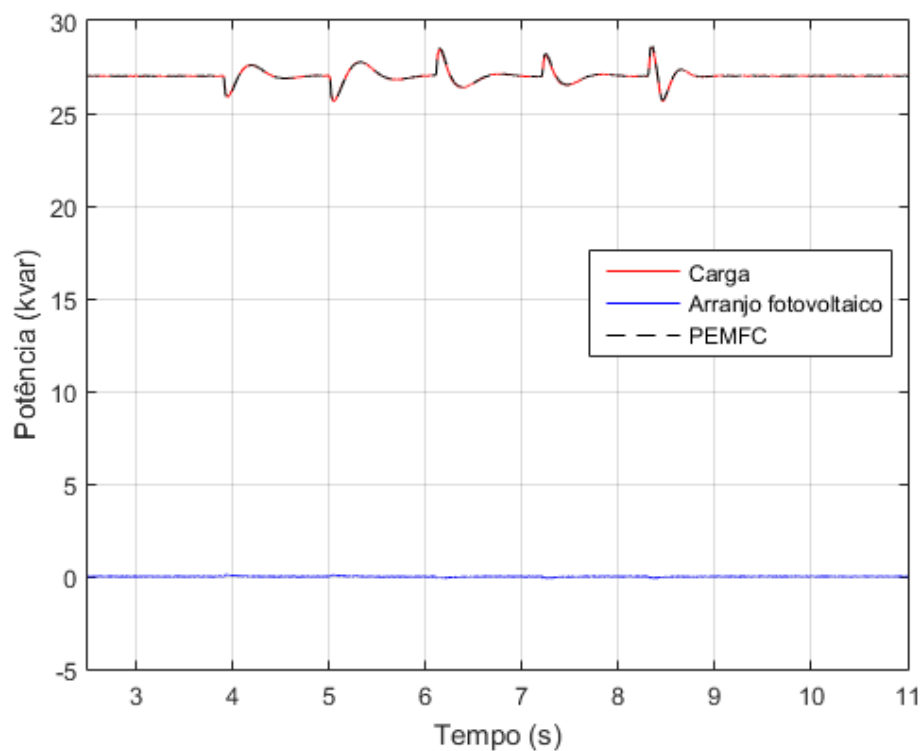
É possível observar nas Figuras 5.7 e 5.8 que existem variações nas potências ativa e reativa medidas nas cargas no instante em que há variação de radiação solar. Essas variações ocorrem por conta da modelagem de carga do *software* PSCAD. As cargas utilizadas nas simulações são do tipo potência constante, apresentando um indutor e um resistor em paralelo, já que são todas indutivas. No PSCAD, a fim de manter a característica da carga, os valores de resistência e indutância variam conforme a tensão aplicada ao barramento. Contudo, quando variações de tensão no barramento ultrapassam $\pm 20\%$ do valor nominal, a característica de potência constante é comprometida. Acontece que, os valores de resistência e indutância diante dessas grandes variações permanecem constantes por 10 ciclos da frequência fundamental, sendo ajustados posteriormente para atender a condição de potência constante (PSCAD, 2012).

Figura 5.7 – Potência ativa de saída dos inversores dos subsistemas, potência consumida pela carga e potência excedente do sistema híbrido para o Cenário I



Fonte: produção da própria autora (2017).

Figura 5.8 – Potência reativa drenada pelas cargas e potência reativa sintetizada pelos inversores dos subsistemas no Cenário I

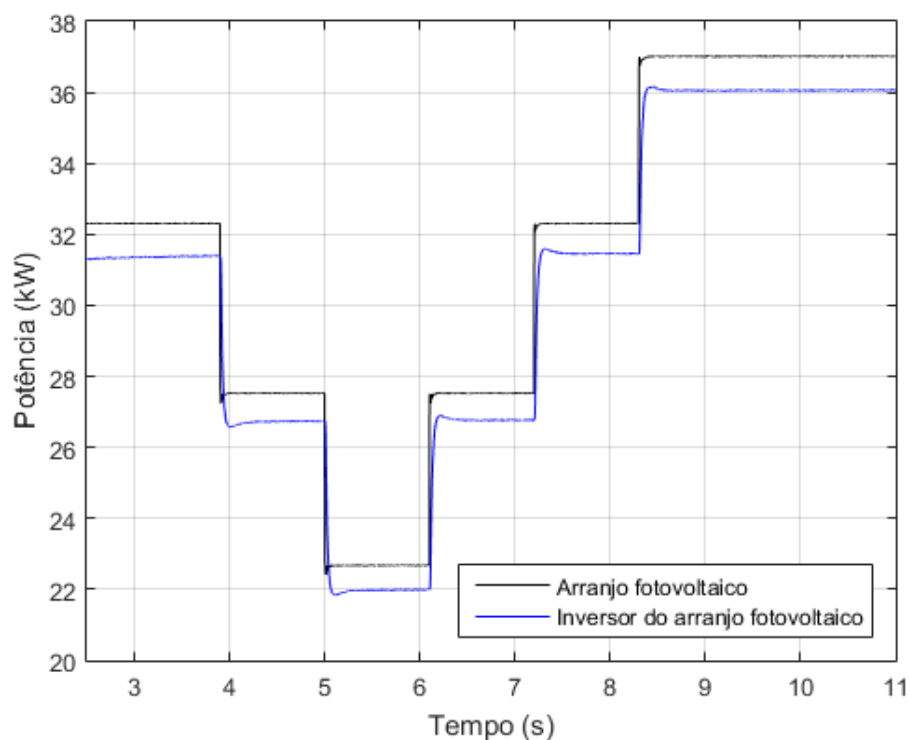


Fonte: produção da própria autora (2017).

A potência ativa produzida pelo arranjo fotovoltaico e a entregue ao barramento de cargas é exibida na Figura 5.9. Para esse cenário simulado, a potência dissipada está na faixa de 2,5% a 3,2% da potência produzida pelo arranjo fotovoltaico. Na Figura 5.9, quando a radiação solar atinge 700 W/m^2 , radiação mínima no caso, a potência fornecida pelo subsistema fotovoltaico é igual a 21,9 kW, sendo a potência média dissipada aproximadamente igual a 690 W.

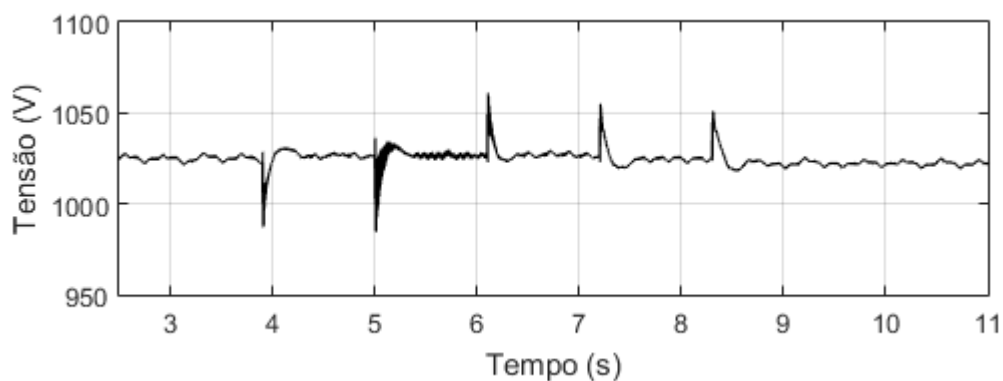
Na Figura 5.10 é apresentada a tensão de saída do arranjo fotovoltaico durante a simulação do Cenário I. A tensão do ponto de máxima potência é buscada pelo algoritmo de MPPT por meio do algoritmo de condutância incremental e oscila no intervalo de 1.020 a 1.032 V, dentro da faixa esperada.

Figura 5.9 – Potência produzida pelo arranjo fotovoltaico e potência entregue na saída do inversor do subsistema fotovoltaico no Cenário I



Fonte: produção da própria autora (2017).

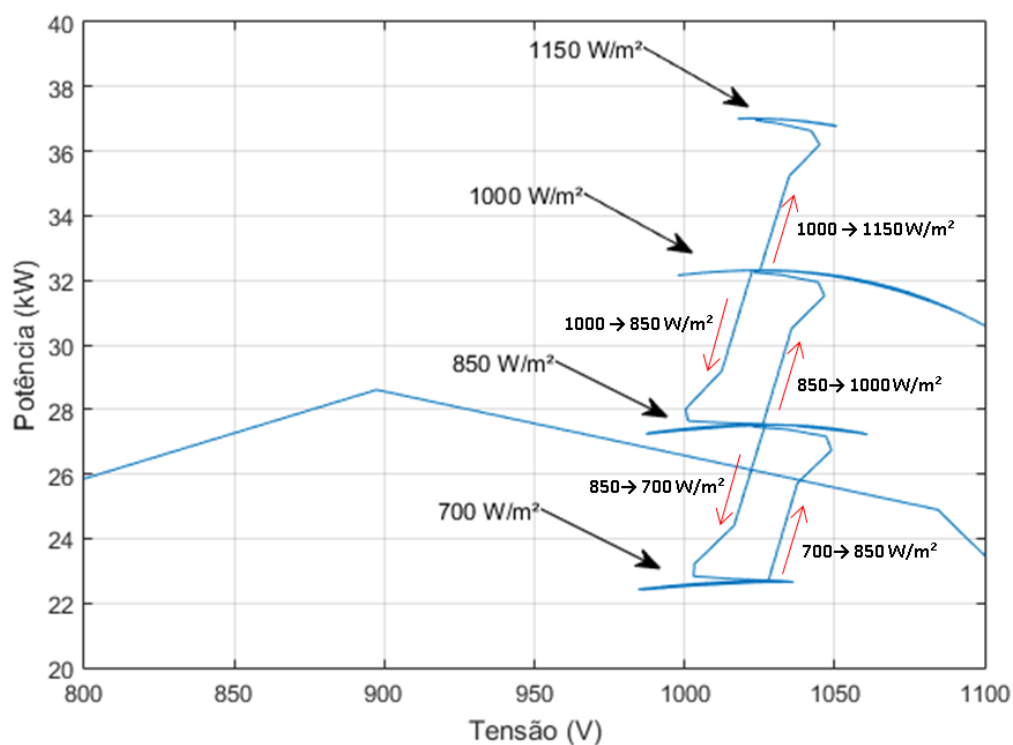
Figura 5.10 – Tensão de saída do arranjo fotovoltaico no Cenário I



Fonte: produção da própria autora (2017).

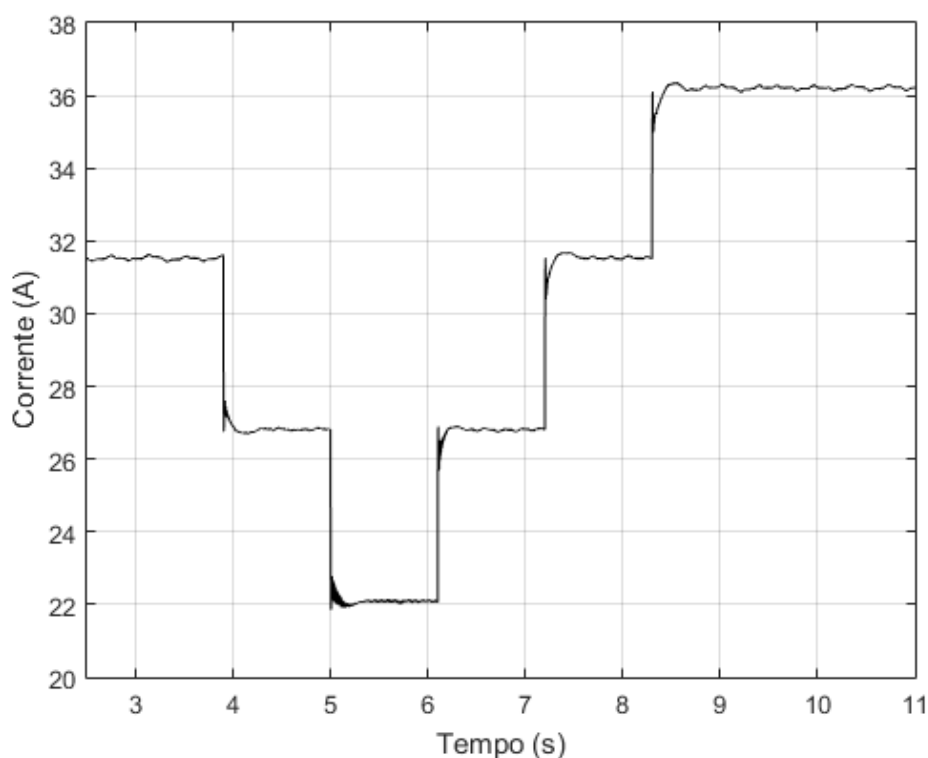
É possível observar a atuação do MPPT na Figura 5.11. Quando a radiação solar é reduzida, a tensão do arranjo fotovoltaico primeiramente é reduzida antes de atingir o ponto de operação de máxima potência. O inverso ocorre quando a radiação solar é elevada, a tensão sofre aumento antes de atingir o ponto de operação de máxima potência. A Figura 5.12 mostra que o perfil de corrente na saída do arranjo fotovoltaico é condizente com a variação de radiação solar.

Figura 5.11 – Funcionamento do MPPT no arranjo fotovoltaico no Cenário I



Fonte: produção da própria autora (2017).

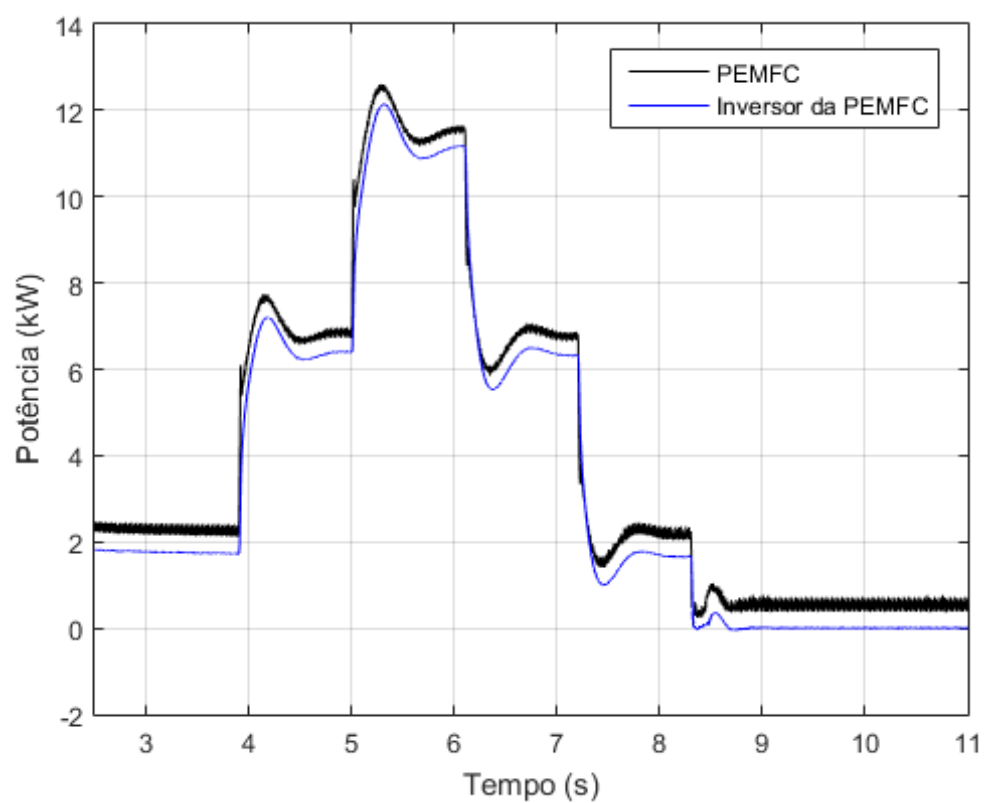
Figura 5.12 – Corrente de saída do arranjo fotovoltaico no Cenário I



Fonte: produção da própria autora (2017).

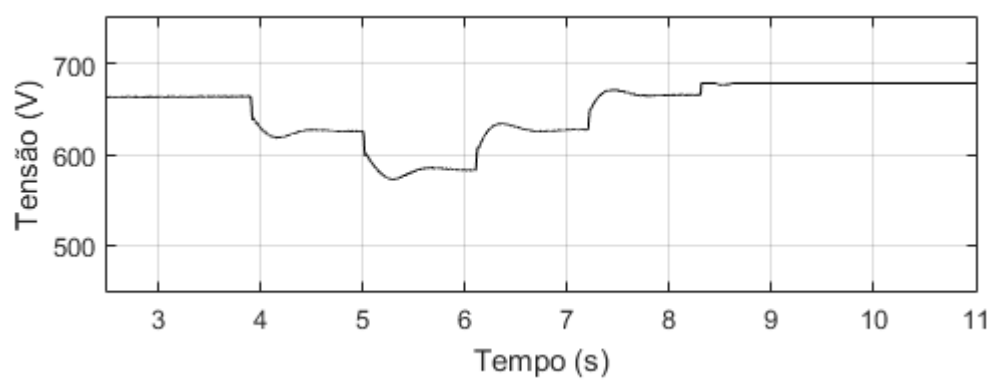
A Figura 5.13 expõe a comparação entre a potência produzida pelo conjunto de PEMFCs e a potência entregue às cargas. No intervalo em que radiação aplicada ao arranjo fotovoltaico é igual a 700 W/m^2 , radiação mínima no caso, a potência fornecida pelo subsistema de PEMFCs é 11,1 kW e a potência dissipada nas unidades de condicionamento de potência é aproximadamente 350W. Na Figura 5.14 e na Figura 5.15, encontram-se as saídas de tensão e de corrente do conjunto de PEMFCs variando conforme a solicitação de potência. No intervalo em que a radiação solar aplicada é 700 W/m^2 , a tensão e a corrente de saída atingem aproximadamente 583 V e 20 A, respectivamente.

Figura 5.13 – Potência produzida pelo conjunto de PEMFCs e a potência na saída do inversor do subsistema de PEMFCs no Cenário I



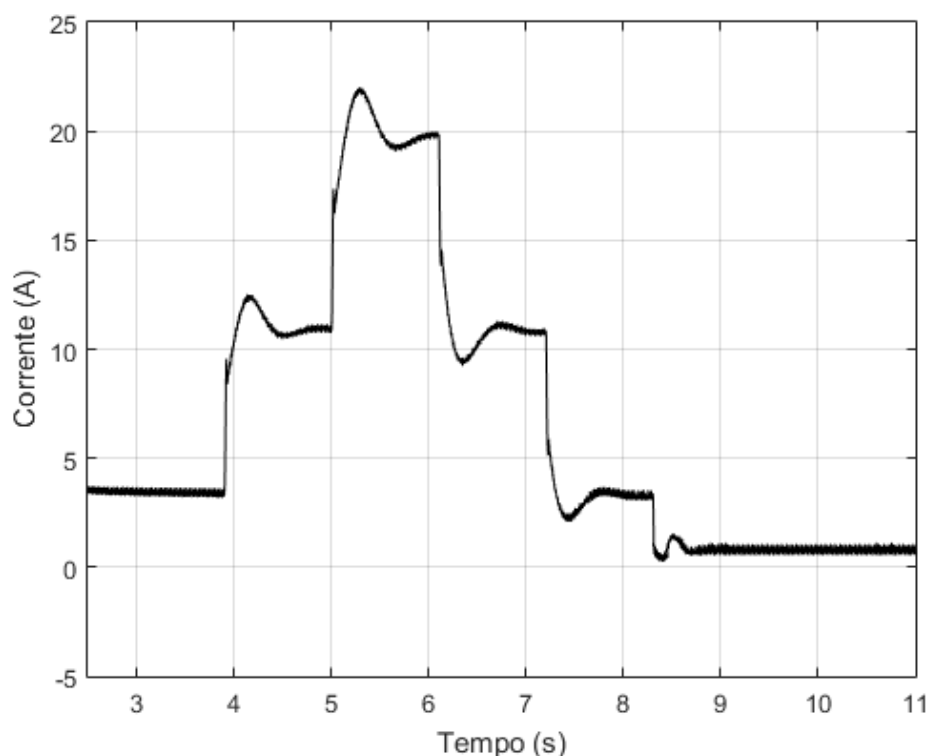
Fonte: produção da própria autora (2017).

Figura 5.14 – Tensão de saída do conjunto de PEMFCs no Cenário I



Fonte: produção da própria autora (2017).

Figura 5.15 – Corrente de saída do conjunto de PEMFCs no Cenário I



Fonte: produção da própria autora (2017).

Na Figura 5.16, Figura 5.17 e Figura 5.18 são apresentados o perfil de tensão no ponto de acoplamento comum e os perfis de corrente nas saídas dos subsistemas do arranjo fotovoltaico e do conjunto de PEMFCs, respectivamente, diante das variações de radiação solar aplicadas ao sistema híbrido. Nas figuras, os índices (a), (b), (c), (d) e (e) indicam os instantes em que ocorrem as variações de radiação solar de 1.000 W/m² para 850 W/m², de 850 W/m² para 700 W/m², de 700 W/m² para 850 W/m², de 850 W/m² para 1.000 W/m² e de 1.000 W/m² para 1.150 W/m², respectivamente. As variáveis apresentadas nessas figuras passam por transitórios e alcançam a estabilidade. Isso significa que o controle utilizado nos subsistemas é eficiente, apresentando bons resultados frente a variações de radiação solar aplicadas ao arranjo fotovoltaico.

Para verificar a conformidade da tensão medida no ponto de acoplamento comum obteve-se a razão entre a amplitude da tensão após a perturbação e a tensão no instante antes da variação. Para classificar as variações de tensão no sistema híbrido isolado foi aplicado o Módulo 8 do PRODIST, que dispõe sobre Qualidade Energia Elétrica. De acordo com o PRODIST, “[...] as Variações de Tensão de Curta Duração (VTDC) são desvios significativos na amplitude do valor eficaz da tensão durante um intervalo de tempo inferior a três minutos”.

A Tabela 5.2 traz a classificação para a ocorrência de VTDC de acordo com o disposto no Módulo 8 do PRODIST.

Tabela 5.2 – Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração Momentâneas

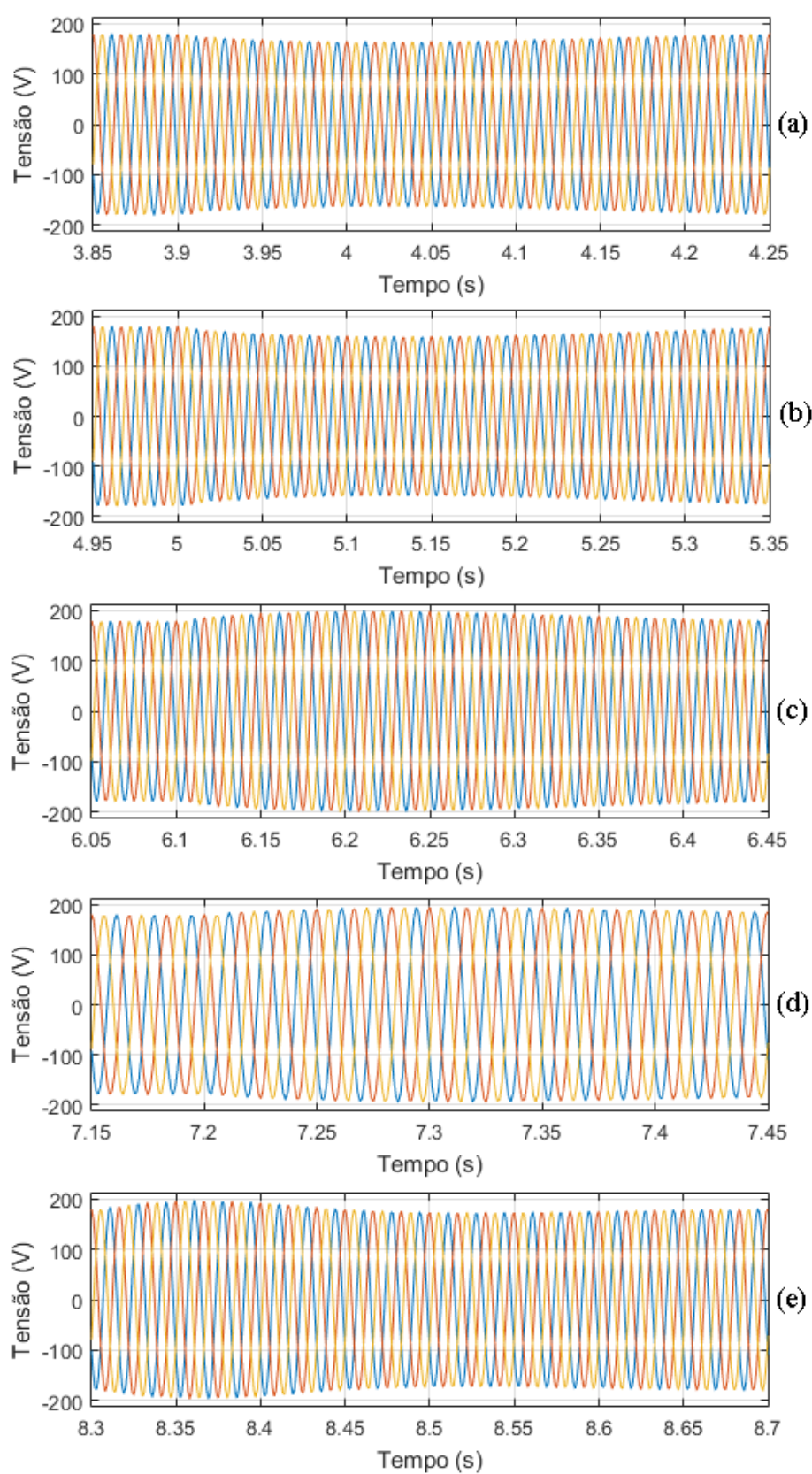
Classificação	Denominação	Duração da Variação	Amplitude de tensão (valor eficaz) em relação à tensão de referência
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão	Inferior ou igual a três segundos	Inferior a 0,1 p.u.
	Afundamento Momentâneo de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u.
	Elevação Momentânea de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior a 1,1 p.u.

Fonte: PRODIST (2015).

Durante a simulação do cenário I, foram identificadas variações momentâneas de tensão no PAC do sistema híbrido. Para as variações em $t = 3,9$ s, $t = 7,2$ s e $t = 8,3$ s, não foram encontradas variações de tensão momentâneas que pudessem ser classificadas com o disposto na Tabela 5.2. Isto é, ocorre a tensão se encontra dentro da faixa permitida entre 0,9 e 1,1 p.u. Contudo, as variações em $t = 5$ s e $t = 6,1$ s, caracterizam-se como Variações Momentâneas de Tensão. A tensão medida no PAC entre 5,083 s e 5,183 s (100 ms – seis ciclos) variou entre 0,87 a 0,89 p.u, caracterizando Afundamento Momentâneo de Tensão. Já entre 6,183 s e 6,25 s (67 ms – quatro ciclos), a tensão variou entre 1,1 e 1,11 p.u, caracterizando Elevação Momentânea de Tensão.

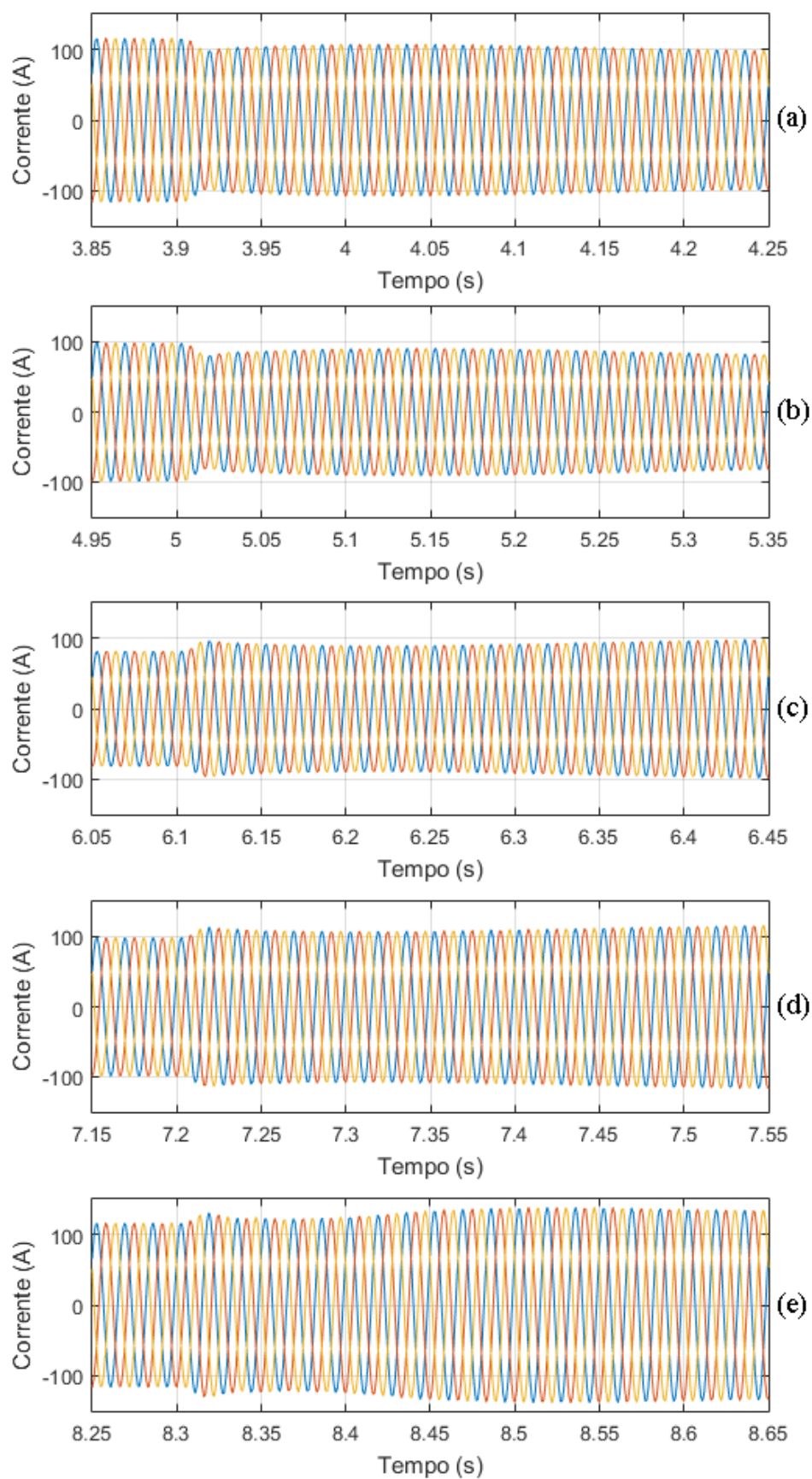
Sobre o aproveitamento da potência produzida, avaliou-se o desempenho do sistema híbrido entre os instantes $t = 3,9$ s e $t = 8,3$ s, obtendo 96,22%. Isso significa que 3,78% da potência ativa total produzida no sistema foi dissipada nas unidades de condicionamento de potência.

Figura 5.16 – Tensão medida no PAC nos instantes de variação de radiação solar no Cenário I



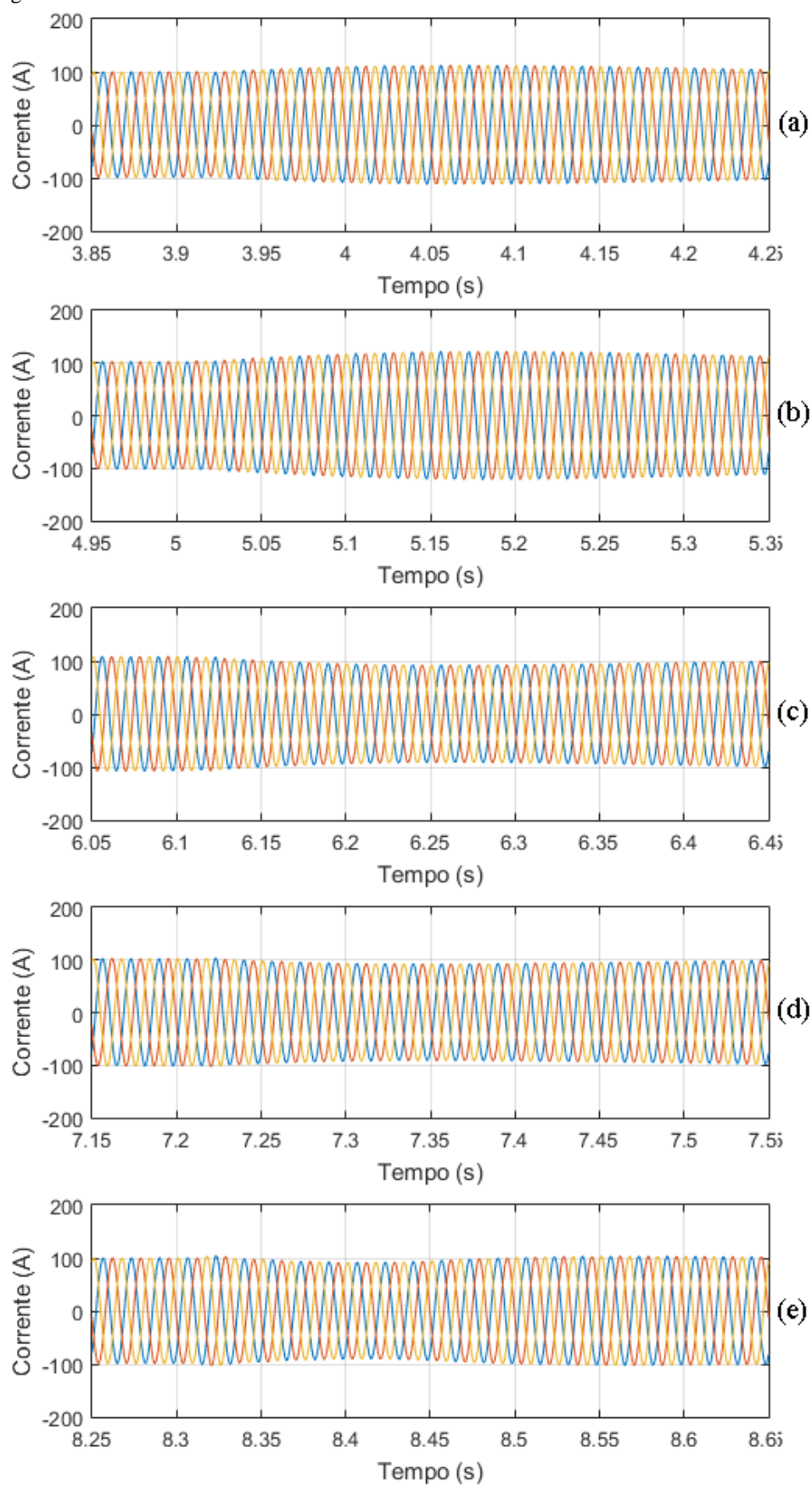
Fonte: produção da própria autora (2017).

Figura 5.17 – Corrente medida na saída do inversor do subsistema do arranjo fotovoltaico no Cenário I



Fonte: produção da própria autora (2017).

Figura 5.18 – Corrente medida na saída do inversor do subsistema de PEMFCs no Cenário I

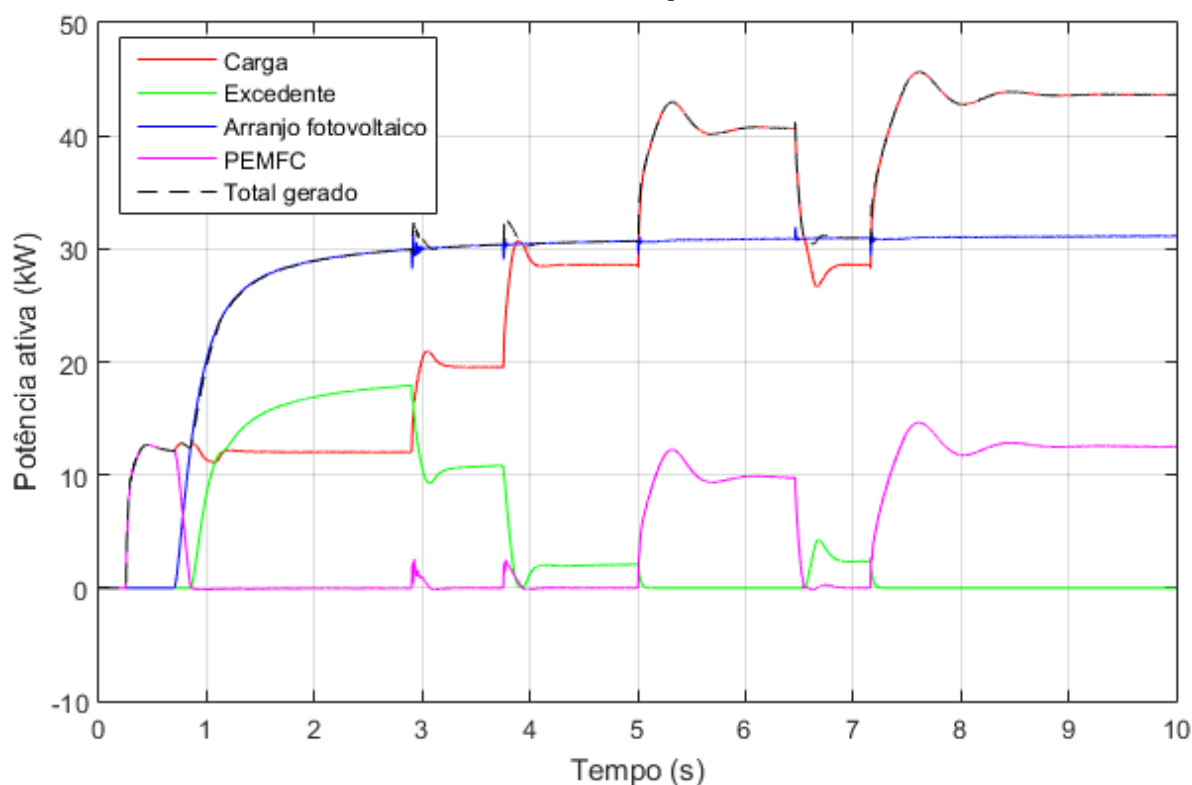


Fonte: produção da própria autora (2017).

5.3.2 Cenário II: rejeição de carga

Esse cenário traz o funcionamento do sistema híbrido quando a potência gerada é inferior à demanda, provocando a rejeição da carga com nível hierárquico mais baixo. Na Figura 5.19, são retratadas as potências de saída nos inversores de cada subsistema, a potência total solicitada pelas cargas, bem como a potência excedente consumida pelo banco de resistores.

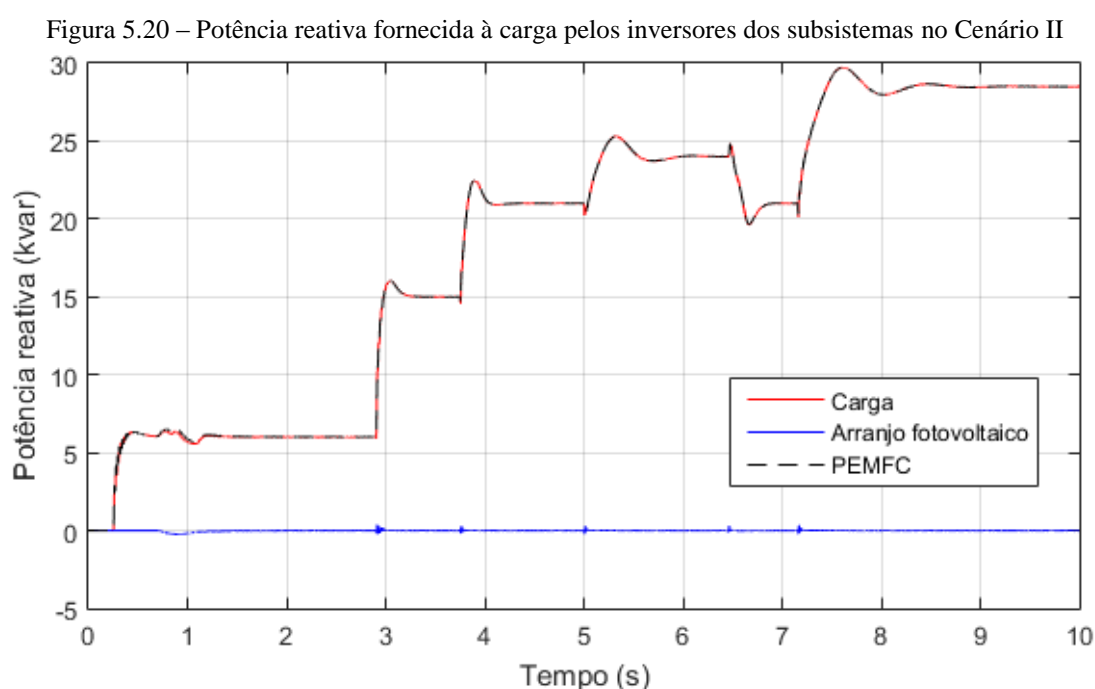
Figura 5.19 – Potência ativa de saída dos inversores dos subsistemas, potência consumida pela carga e potência excedente do sistema híbrido para o Cenário II



Fonte: produção da própria autora (2017).

Na Figura 5.19, em $t=0,25s$, tem-se a conexão da carga #1 ao barramento de cargas. Nesse instante, o subsistema da PEMFC assume a carga #1 em sua totalidade, já que o subsistema fotovoltaico ainda não se encontra conectado ao barramento de cargas. Em $t=0,70s$, o inversor do subsistema fotovoltaico é acionado, assim, a carga #1 passa a ser suprida pela potência gerada no arranjo fotovoltaico e a potência gerada pela PEMFC retorna a zero. Em $t=2,90s$, tem-se a conexão da carga #3 ao barramento de cargas. Como existe potência excedente gerada pelo arranjo fotovoltaico, o subsistema da PEMFC não é acionado, passando apenas por um transitório quando da conexão da carga ao barramento. Em $t=3,75s$ e $t=5s$, são acionadas as cargas #2 e #4, respectivamente. Observa-se que em $t=5s$, o subsistema

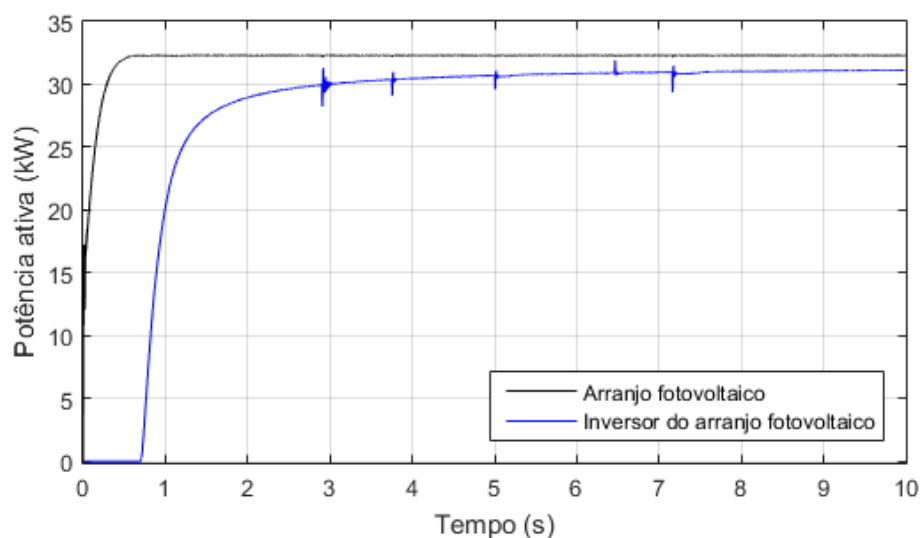
da PEMFC passa a produzir potência, já que a carga solicitada é superior à potência produzida pelo arranjo fotovoltaico. Em $t=6,4s$, a carga #5 solicita o acesso ao barramento de carga, mas não há potência disponível. O controle verifica se existe carga conectada ao barramento com nível hierárquico inferior. Conforme a Tabela 5.1, a carga #4 tem nível de prioridade igual a 4, isto é, inferior a prioridade da carga #5, que é igual a 3. Dessa forma, o controle desconecta imediatamente a carga #4 do barramento de cargas e após 0,7s da solicitação de acesso, efetua a conexão da carga #5 ao barramento de carga. Já na Figura 5.20, são mostradas as curvas de potência reativa do sistema híbrido. Nota-se que somente o subsistema da PEMFC fornece potência reativa às cargas.



Fonte: produção da própria autora (2017).

Na Figura 5.21, é mostrada a potência produzida pelo arranjo fotovoltaico e a potência de saída do inversor conectado a esse subsistema. Desde o início da simulação, o arranjo fotovoltaico produz potência, contudo, somente quando o inversor do subsistema é acionado é que essa potência é enviada ao barramento de carga. A potência produzida é consumida por carga conectada ao link CC no conversor *buck*. Observa-se que o sistema apresenta perdas em regime permanente, representando aproximadamente 3,67% da potência total produzida pelo arranjo fotovoltaico.

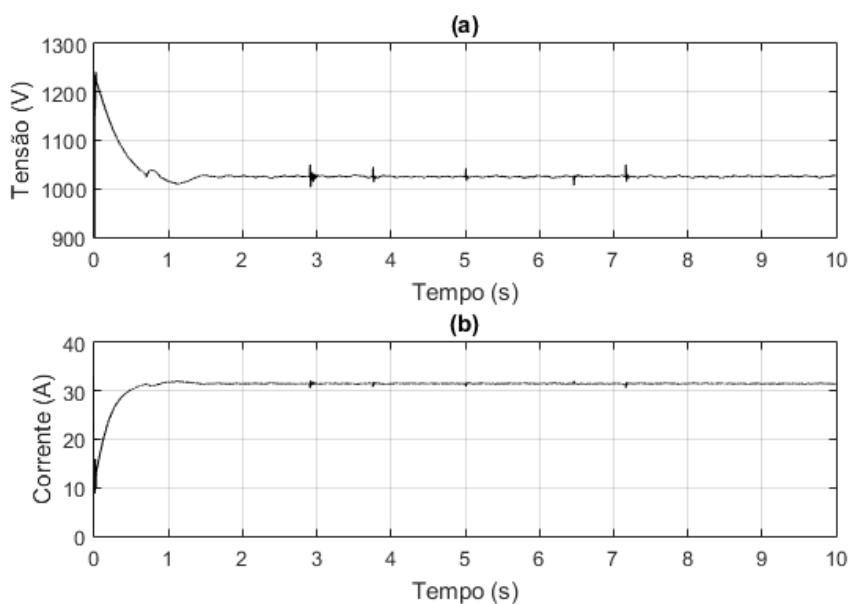
Figura 5.21 – Potência produzida pela arranjo fotovoltaico e potência na saída do inversor conectado ao subsistema fotovoltaico no Cenário II



Fonte: produção da própria autora (2017).

A Figura 5.22 traz a tensão e a corrente de saída do arranjo fotovoltaico correspondentes ao Cenário II. Como a radiação solar é mantida em 1.000 W/m^2 durante toda a simulação, o ponto de máxima potência de tensão acontece em torno de 1.025 V . A corrente de saída do arranjo fotovoltaico, no ponto de máxima potência atinge $31,49 \text{ A}$. Observa-se que nos instantes em que há conexão de novas cargas, isto é, mudança na potência total solicitada, a tensão de saída do arranjo é perturbada, porém volta a oscilar em torno do ponto ótimo rapidamente.

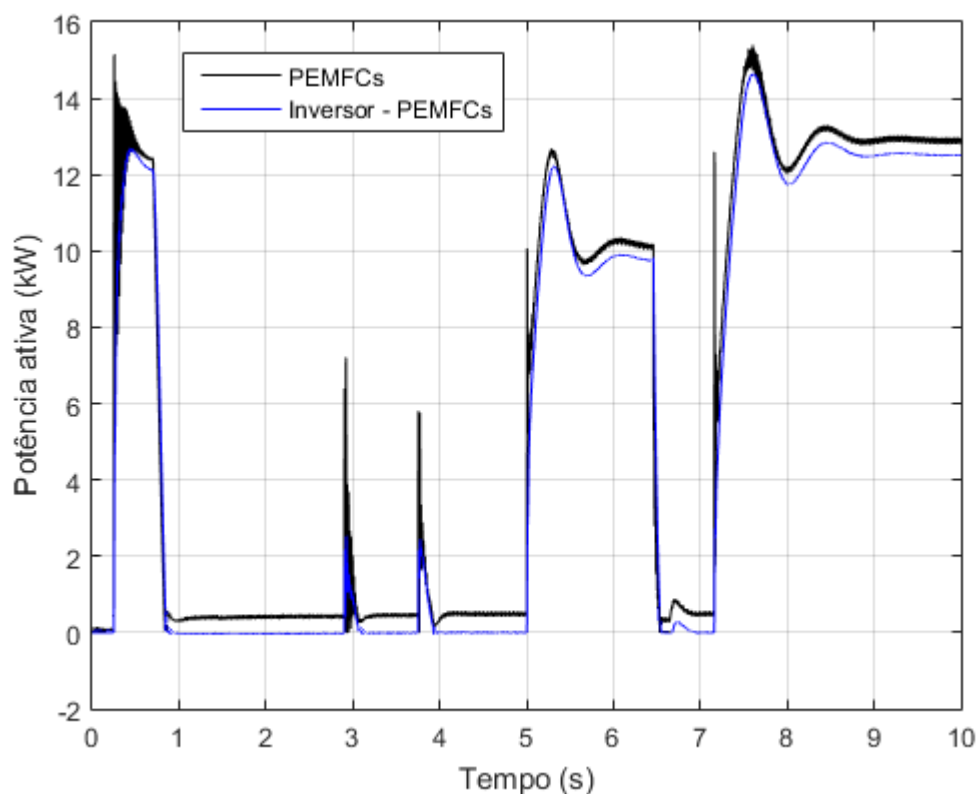
Figura 5.22 – Tensão (a) e corrente (b) de saída do arranjo fotovoltaico no Cenário II



Fonte: produção da própria autora (2017).

Na Figura 5.23, tem-se as potências de saída do conjunto de células a combustível e a do inversor conectado a esse subsistema. As perdas em regime permanente representam aproximadamente 3,06% da potência total produzida pelo subsistema da PEMFC. Apesar de possuir apenas um estágio de conversão, esse subsistema apresenta potência dissipada em valor percentual próximo daquele encontrado para o arranjo fotovoltaico.

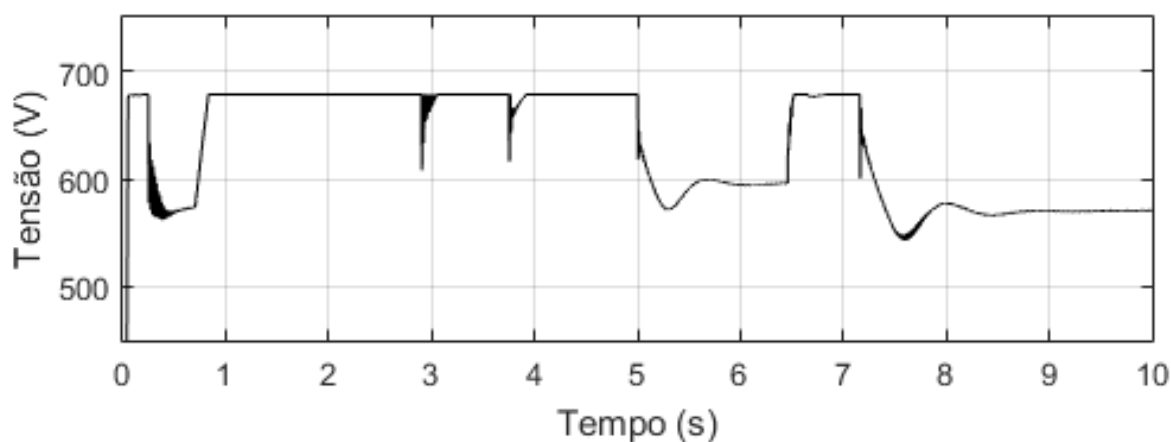
Figura 5.23 – Potência produzida pelo conjunto de PEMFCs e potência na saída do inversor do subsistema de PEMFCs no Cenário II



Fonte: produção da própria autora (2017).

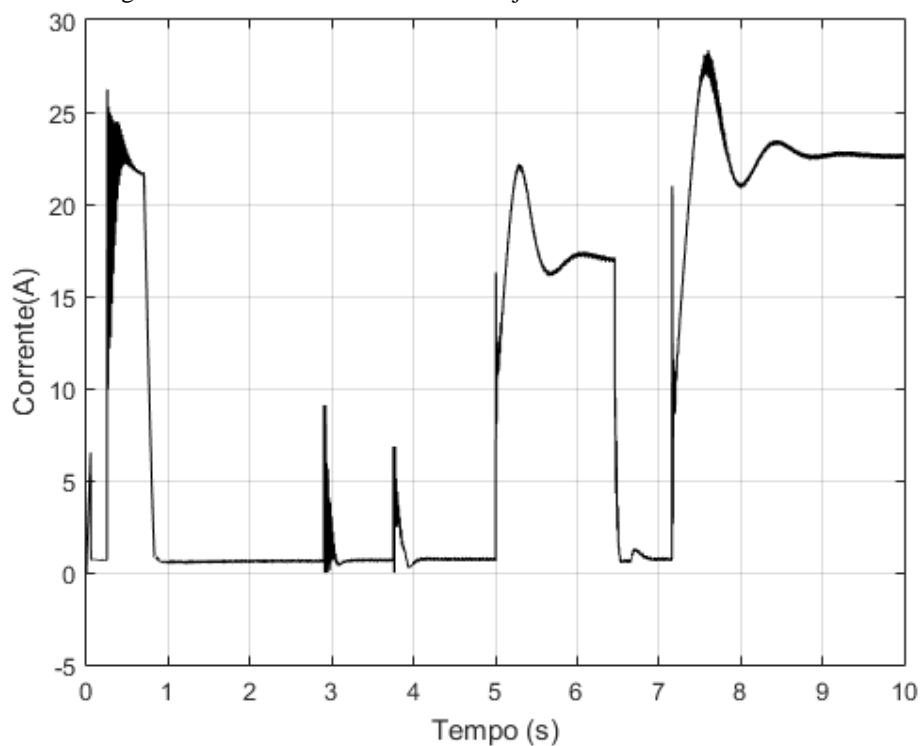
A seguir, na Figura 5.24 e na Figura 5.25, são mostrados os perfis de tensão e corrente do conjunto de PEMFCs, respectivamente, durante a simulação deste cenário. Ao final da simulação, quando é solicitado do subsistema 12,5 kW, a tensão atinge o valor de 570,88 V em regime permanente, enquanto que a corrente assume o valor de 22,46 A. Sendo assim, a potência de saída do conjunto de PEMFCs é aproximadamente 12,83 kW. Observa-se também que esse subsistema não responde rapidamente às oscilações de carga se comparado ao subsistema fotovoltaico.

Figura 5.24 – Tensão de saída no conjunto de PEMFCs no Cenário II



Fonte: produção da própria autora (2017).

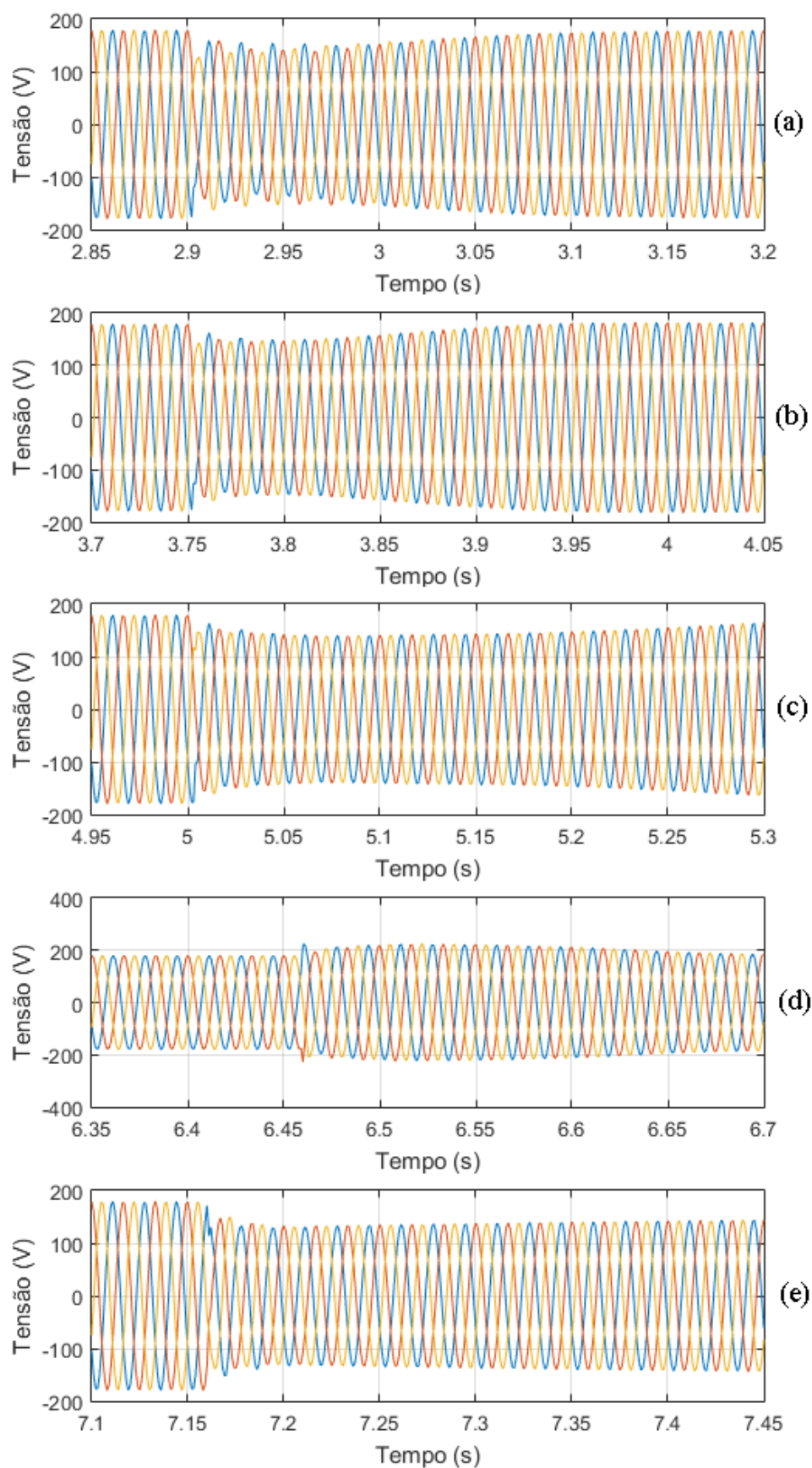
Figura 5.25 – Corrente de saída no conjunto de PEMFCs no Cenário II



Fonte: produção da própria autora (2017).

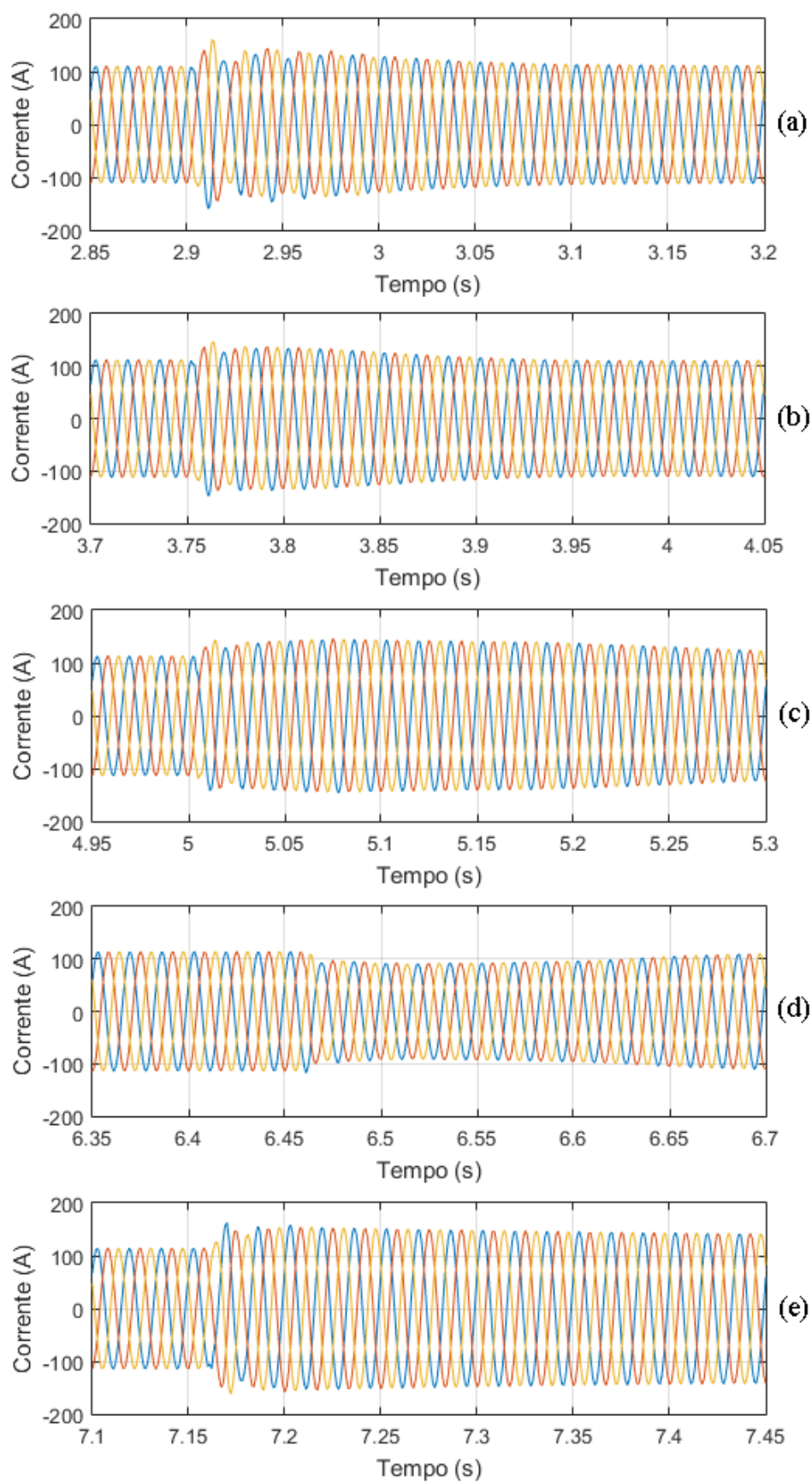
Na Figura 5.26, são exibidos os transitórios de tensão medidos no barramento de carga nos instantes em que são aplicadas variações de carga ao sistema híbrido. Nas Figura 5.26(a), 5.26(b), 5.26 (c) e 5.26 (e), são mostrados os transitórios de tensão para os instantes em que as cargas #3, #2, #4 e #5, respectivamente, são conectadas ao barramento. Já em 5.26(d) é mostrando o instante em que ocorre a desconexão da carga #4, para posterior conexão da carga #5, de nível hierárquico maior.

Figura 5.26 – Tensão medida no PAC nos instantes de variação de carga no Cenário II



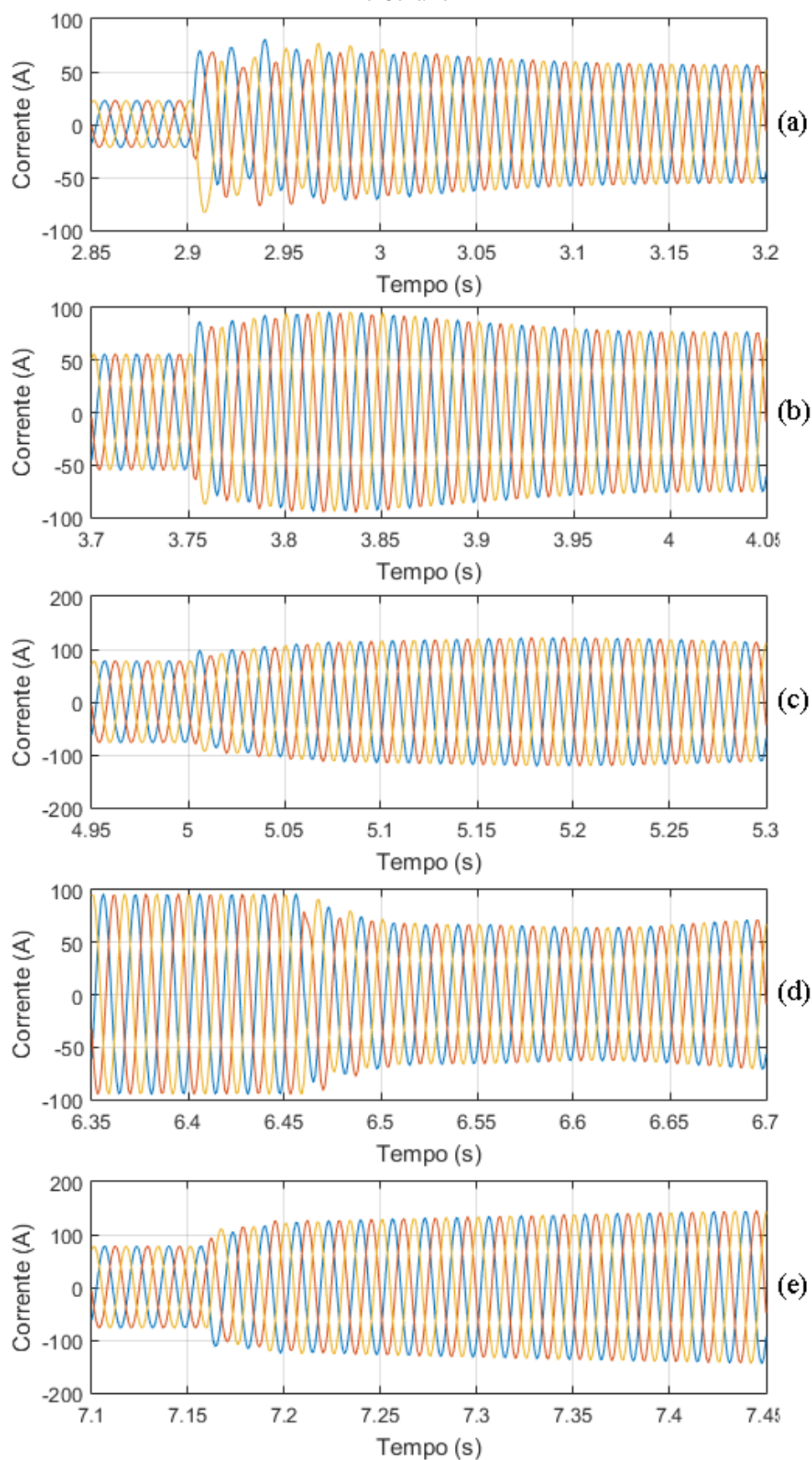
Fonte: produção da própria autora (2017).

Figura 5.27 – Corrente medida na saída do inversor do subsistema do arranjo fotovoltaico nos instantes de variação de carga no Cenário II



Fonte: produção da própria autora (2017).

Figura 5.28 – Corrente medida na saída do inversor do subsistema da PEMFC nos instantes de variação de carga no Cenário II



Fonte: produção da própria autora (2017).

Para averiguar a conformidade na tensão medida no PAC, foi utilizada a classificação para VTDC do Módulo 8 do PRODIST, mostrada na Seção 5.3.1 na Tabela 5.2. Com a conexão da carga #3 em $t = 2,9$ s, foi registrado afundamento momentâneo de tensão entre $t = 2,916$ e $t = 3,016$ s (100 ms – seis ciclos), sendo que os valores de tensão medidos variaram entre 0,77 e 0,88 p.u. do valor de tensão de referência. Após a conexão da carga #2, em $t = 3,75$ s, observou-se entre os instantes $t = 3,766$ s e $t = 3,85$ s (83,33 ms – cinco ciclos), afundamento momentâneo de tensão no PAC, com a tensão assumindo valores entre 0,81 e 0,88 p.u. A conexão da carga #4 também causou afundamento momentâneo de tensão entre os instantes $t = 5,016$ e $t = 5,284$ s (267,67 ms – 16 ciclos), com valores entre 0,77 e 0,89 p.u. do valor de tensão de referência. Com a rejeição da carga #4 pelo controle do sistema híbrido em $t = 6,45$ s, houve elevação momentânea na tensão medida no PAC entre os instantes $t = 6,484$ s e $t = 6,633$ s (150 ms – nove ciclos) com valores de tensão entre 1,1 e 1,24 p.u. Finalmente, posterior ao instante de conexão da carga #5, em $t = 7,15$ s, ocorreu afundamento momentâneo de tensão entre os instantes $t = 7,167$ s e $t = 7,584$ s (416,6 ms – 25 ciclos) com a tensão medida variando entre 0,74 e 0,88 p.u.. Esse foi o afundamento de tensão de maior duração registrado durante a simulação do cenário II.

Vale ressaltar que a duração do transitório está ligada à fonte utilizada para suprir a demanda. Enquanto o conjunto PEMFC não é solicitado, esses transitórios tendem a durar menos, já que a saída de tensão do arranjo fotovoltaico é controlada pelo conversor *Buck* que utiliza o MPPT. Quando a potência passa a ser solicitada do conjunto de PEMFCs, os transitórios são mais amplos, visto que não há controle direto sobre a tensão de saída do conjunto. Observa-se na Figura 5.24 que ao solicitar potência do conjunto de PEMFCs, a tensão de saída sofre um transitório mais longo se comparado ao apresentado pelo arranjo fotovoltaico, Figura 5.22(a), antes de atingir o ponto de operação estável.

A Figura 5.27 e a Figura 5.28 mostram as correntes medidas durante as variações de carga nas saídas dos inversores dos subsistemas do arranjo fotovoltaico e do conjunto de PEMFC, respectivamente. Na Figura 5.27, nota-se que a corrente passa por transitórios, retornando em seguida ao ponto de operação de máxima potência, em que a corrente atinge valor de pico aproximadamente igual a 115 A. A corrente de saída do conjunto da PEMFC, Figura 5.28, é variável com a potência solicitada pelas cargas. Observa-se na Figura 5.28(a), antes da conexão da carga #3 ao barramento, a corrente sintetizada pelo inversor para suprir a potência reativa das cargas já conectadas ao barramento.

Avaliou-se o desempenho do sistema híbrido quanto ao aproveitamento da potência total produzida, entre os instantes $t = 5$ s e $t = 10$ s, obtendo 95,9%. Isso significa que 4,1% da potência ativa total produzida no sistema foi dissipada nas unidades de condicionamento de potência.

Esse cenário demonstra o comportamento do sistema híbrido diante da situação em que é necessário desconectar uma carga com prioridade inferior para que uma carga com prioridade superior fosse conectada ao barramento. Considera-se o desempenho do controle eficaz para este cenário, visto que o sistema híbrido consegue se recuperar das oscilações de tensão e corrente causadas pela conexão ou desconexão de cargas.

5.3.3 Cenário III: pedido de acesso simultâneo

Por fim, são apresentadas duas situações de pedido de acesso simultâneo ao barramento de cargas. Neste cenário, a carga #1 já está conectada ao barramento desde o instante $t = 0,25$ s, e outras cargas iniciam os pedidos de acesso ao sistema.

Na primeira situação, em $t = 2,75$ s, as cargas #3 e #6, detentoras de mesmo nível hierárquico, solicitam acesso ao barramento. De acordo com o controle de acesso de cargas, a carga #6 é conectada primeiro, visto que possui menor potência aparente. O pedido de acesso para a carga #3 é mantido e aguarda 1,25s, tempo médio para estabilização total da carga no barramento, para testar a disponibilidade de potência no sistema. O controle confirma a disponibilidade e em seguida, a carga #3 é conectada ao barramento.

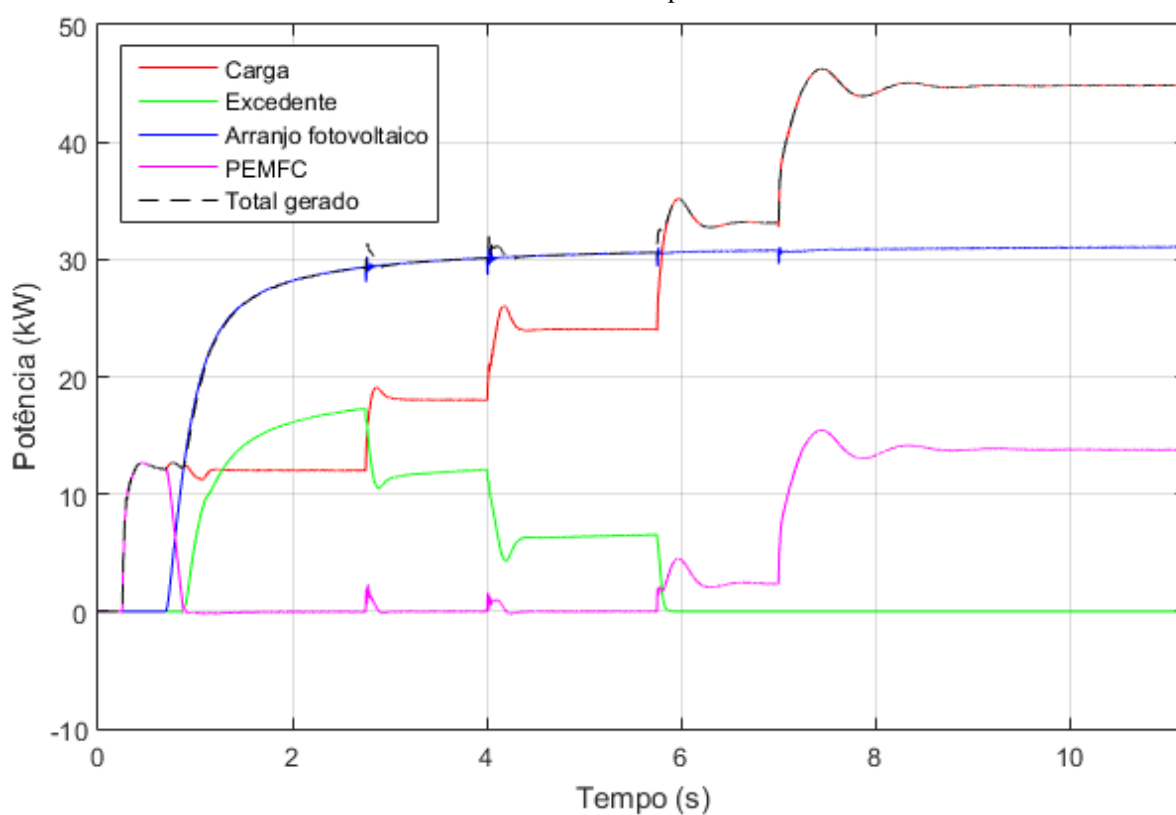
Na segunda situação, em $t = 5,75$ s, as cargas #2 e #4, de níveis hierárquicos diferentes, solicitam a conexão ao barramento. Dado que a carga #2 pertence a um nível hierárquico superior, o controle a conecta ao barramento. Enquanto isso, a carga #4 aguarda 1,25s para verificar a disponibilidade de potência no sistema. O controle confirma a disponibilidade e em seguida, a carga #4 é conectada ao barramento.

Na Figura 5.29, são apresentadas a potência ativa de saída dos subsistemas, a potência consumida pela carga e a potência excedente do sistema consumida pelo banco de resistores para esse cenário. Enquanto que na Figura 5.30, tem-se a potência reativa consumida pela carga e aquela fornecida pelos subsistemas. Nela, confirma-se que somente o subsistema de PEMFCs fornece reativos às cargas.

Nas figuras, observa-se que até $t = 2,75$ s, somente a carga #1 está conectada ao barramento. Em $t = 2,75$ s, a carga #3 é conectada ao barramento, atingindo 18 kW e 12 kvar

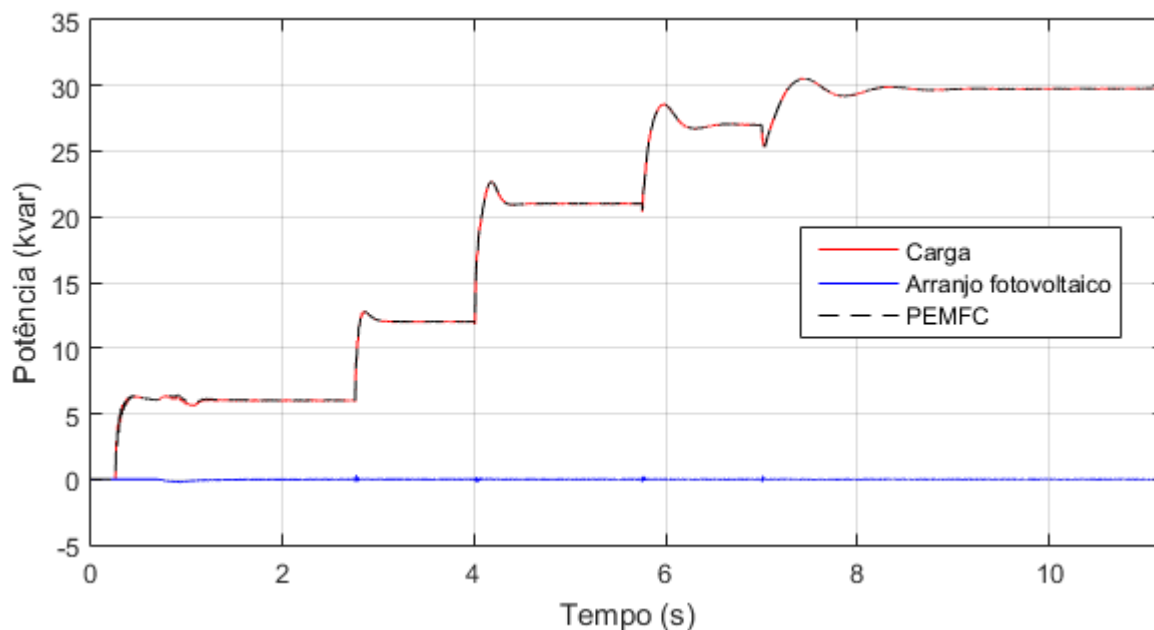
de potência ativa e reativa, respectivamente. Logo em seguida, em $t = 4\text{ s}$, a carga #6 é conectada, atingindo 24 kW e 21 kvar, de potência ativa e reativa, respectivamente. Já em $t = 5,75\text{ s}$, a carga #2 tem acesso ao barramento, e a potência drenada dos subsistemas é igual a 33 kW e 27 kvar de potência ativa e reativa, respectivamente. Posteriormente, em $t = 7\text{ s}$, a carga #4 é conectada. Após a conexão dessas cargas, tem-se que o sistema híbrido fornece aproximadamente 45 kW e 30 kvar de potência ativa e reativa, respectivamente. Portanto, o comportamento do fluxo de potência ativa e reativa é adequado ao esperado.

Figura 5.29 – Potência ativa de saída dos inversores dos subsistemas, potência consumida pela carga e potência excedente do sistema híbrido para o Cenário III



Fonte: produção da própria autora (2017).

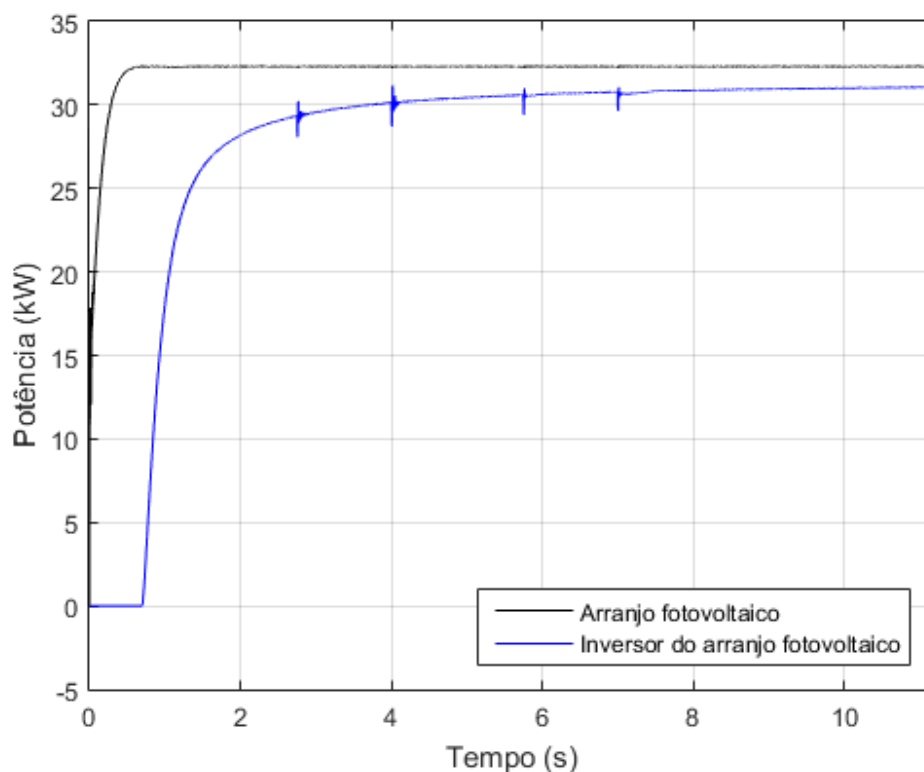
Figura 5.30 – Potência reativa fornecida a carga pelos inversores dos subsistemas no Cenário III



Fonte: produção da própria autora (2017).

A Figura 5.31 exibe a comparação entre a potência fornecida pelo arranjo fotovoltaico e àquela entregue na saída do inversor desse subsistema. Observa-se que comportamento não é diferente do apresentado no Cenário II, em que também são aplicadas variações de carga. Isso porque o controle do arranjo fotovoltaico é PQ constante. Sendo assim, esse subsistema sempre entrega a máxima potência ativa produzida pelo arranjo fotovoltaico e zero de potência reativa. Como a radiação foi mantida em 1.000 W/m^2 durante a simulação do Cenário III, da mesma forma que no Cenário II, a única diferença de um resultado para o outro são as variações no momento de conexão das cargas ao sistema híbrido. Por sua vez, a tensão e a corrente de saída do arranjo fotovoltaico são mostradas na Figura 5.32.

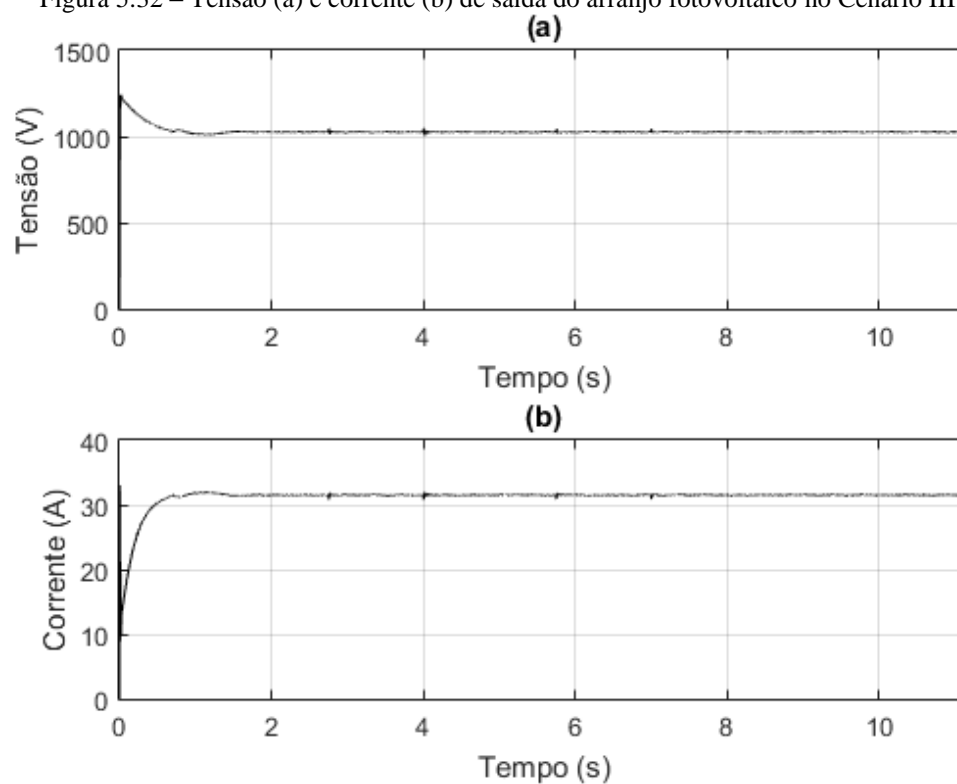
Figura 5.31 – Potência produzida pela arranjo fotovoltaico e potência entregue na saída do inversor conectado ao subsistema fotovoltaico no Cenário III



Fonte: produção da própria autora (2017).

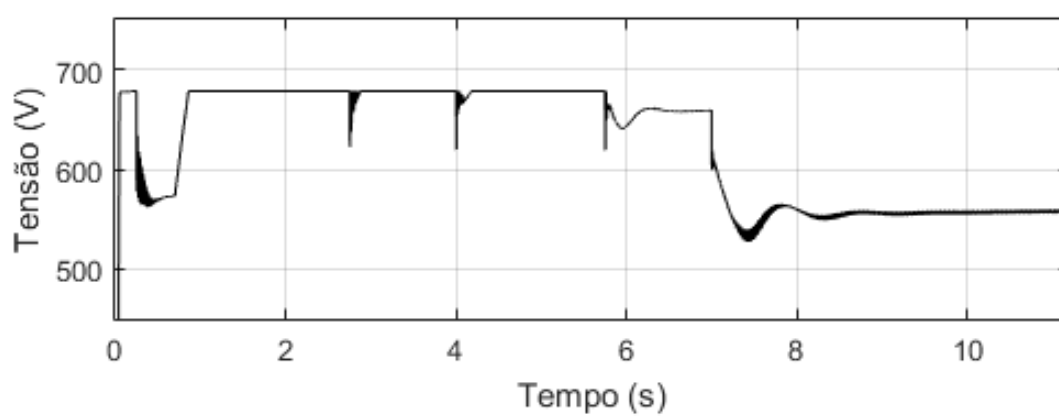
A Figura 5.33 traz o perfil de tensão da saída do conjunto de PEMFCs. Inicialmente, quando nenhuma potência ativa é drenada do subsistema de células a combustível, observa-se que a saída permanece no valor esperado a vazio, igual a 678,2 V. Ao final, quando 14,5 kW são drenados do conjunto, a tensão atinge o valor de 556,5 V e a corrente alcança aproximadamente 25 A, como pode ser comprovado pela Figura 5.34 e pela Figura 5.35. Ressalta-se que o máximo de potência ativa que pode ser solicitado do conjunto é 18 kW, já que a partir desse valor de potência, a célula passa a operar na região de concentração, podendo levar o sistema à instabilidade.

Figura 5.32 – Tensão (a) e corrente (b) de saída do arranjo fotovoltaico no Cenário III



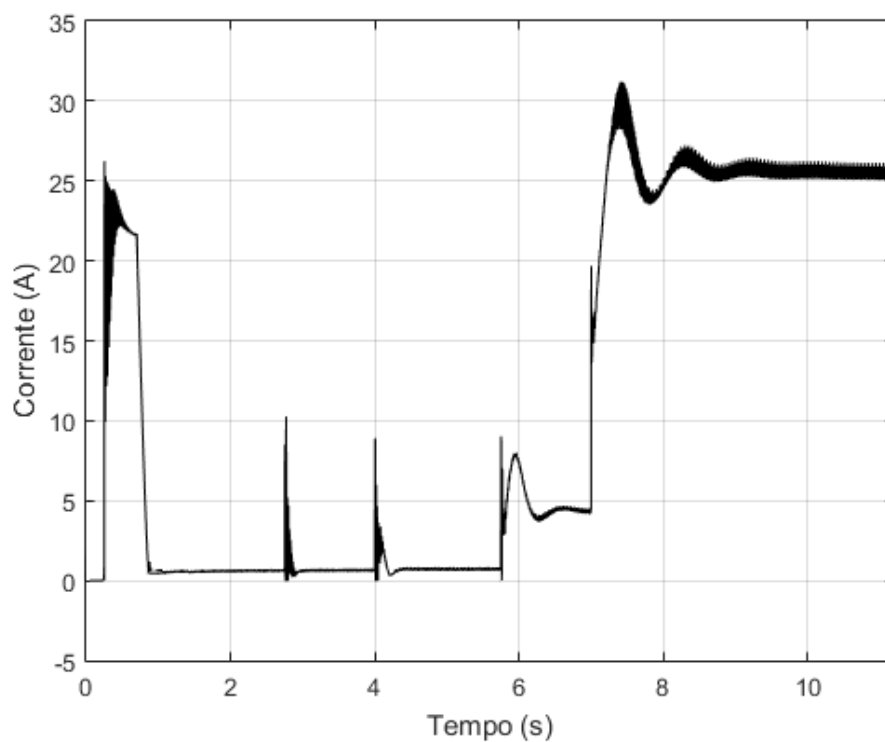
Fonte: produção da própria autora (2017).

Figura 5.33 – Tensão de saída no conjunto de PEMFCs no Cenário III



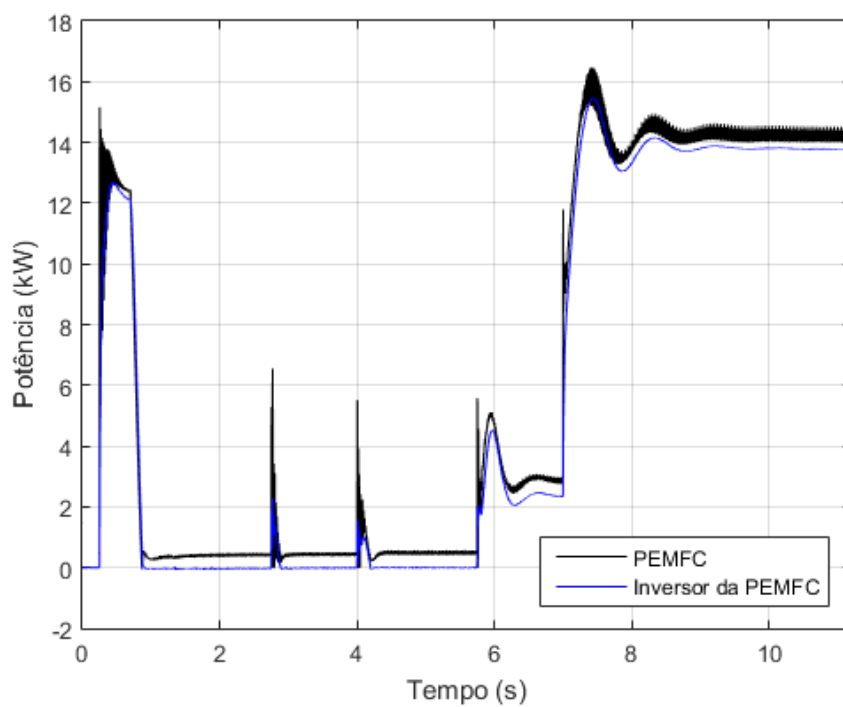
Fonte: produção da própria autora (2017).

Figura 5.34 – Corrente de saída no conjunto de PEMFCs no Cenário III



Fonte: produção da própria autora (2017).

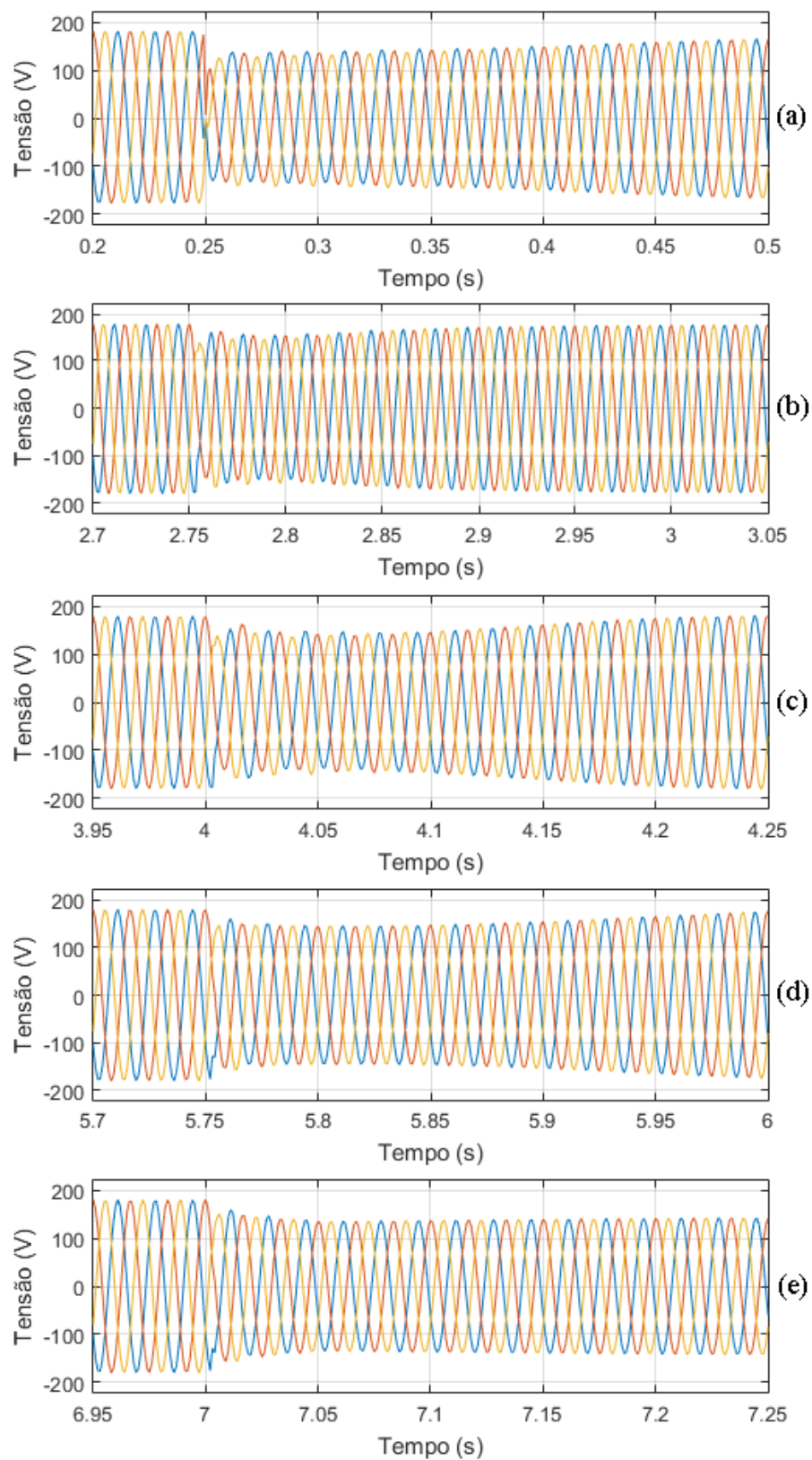
Figura 5.35 – Potência produzida pelo conjunto de PEMFCs e potência na saída do inversor do subsistema de PEMFCs no Cenário III



Fonte: produção da própria autora (2017).

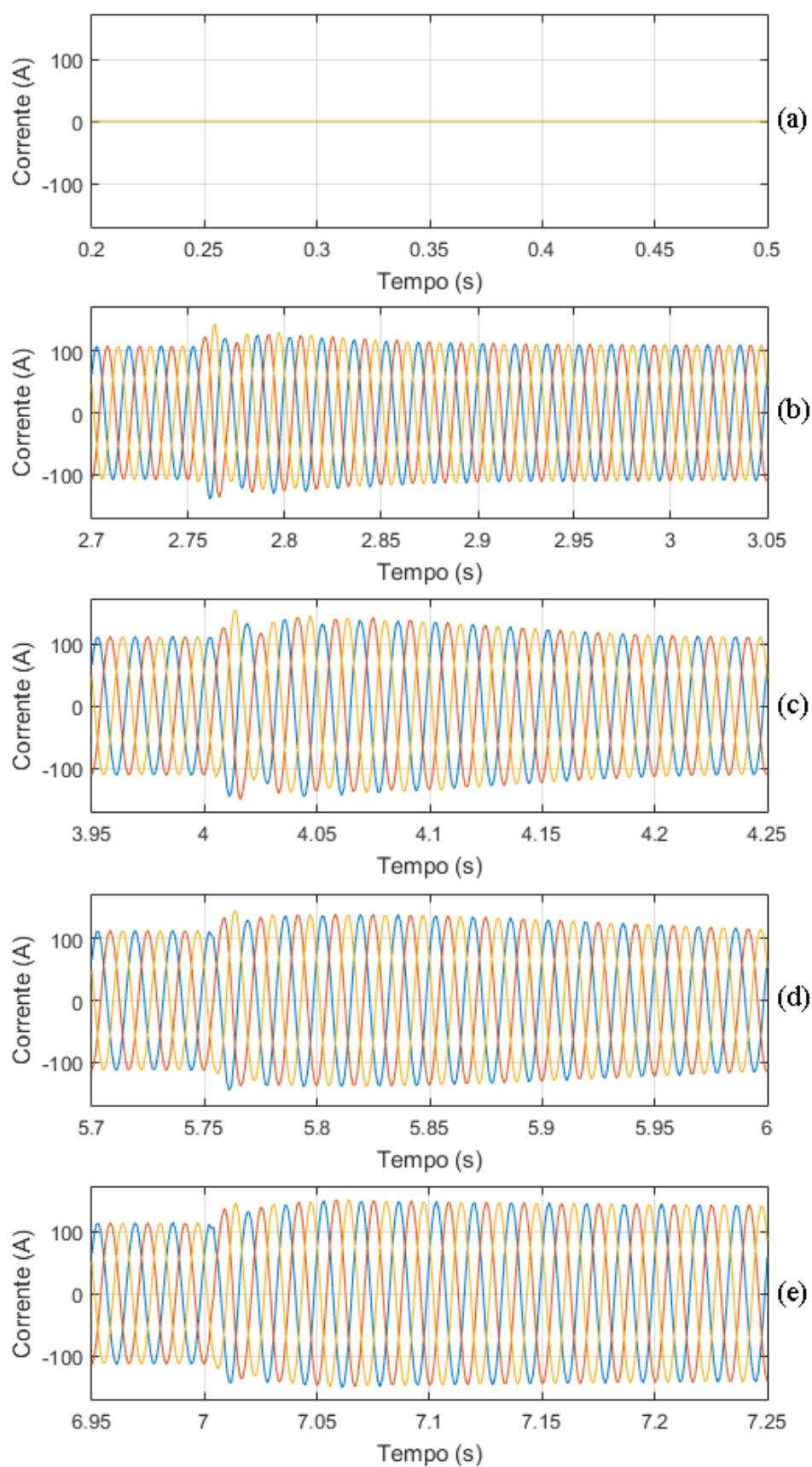
As Figuras 5.36, 5.37 e 5.38 mostram a tensão no barramento de carga e as correntes de saída do subsistema do arranjo fotovoltaico e do conjunto de PEMFCs, respectivamente.

Figura 5.36 – Tensão do barramento nos instantes de variação de carga no Cenário III



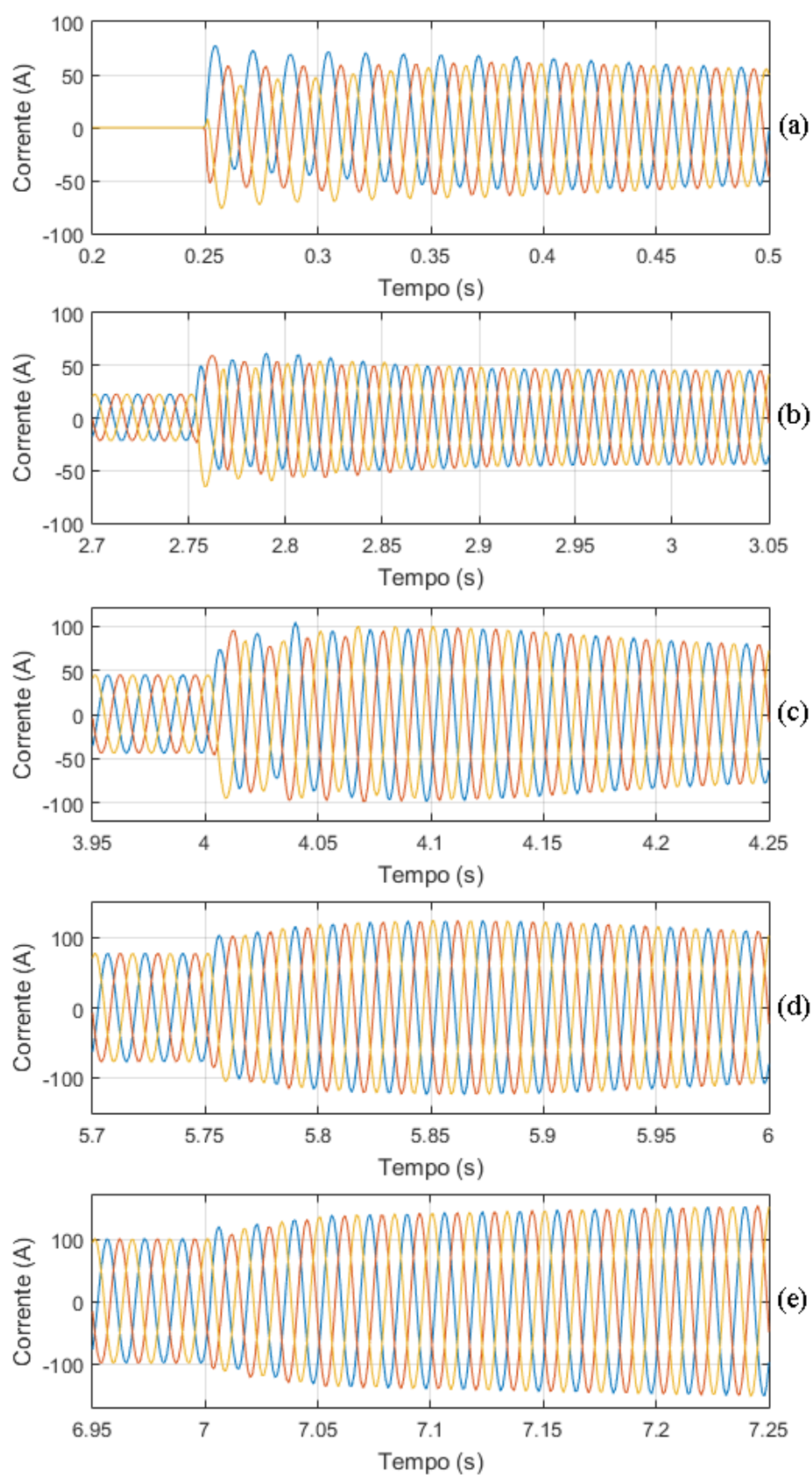
Fonte: produção da própria autora (2017).

Figura 5.37 – Corrente medida na saída do inversor do subsistema do arranjo fotovoltaico nos instantes de variação de carga no Cenário III



Fonte: produção da própria autora (2017).

Figura 5.38 – Corrente medida na saída do inversor do subsistema da PEMFC nos instantes de variação de carga no Cenário III



Fonte: produção da própria autora (2017).

Na Figura 5.36, observa-se que nos momentos em que há conexão de novas cargas, a tensão no barramento decai. Quanto maior a carga, maior será a queda no valor de pico da tensão. Contudo, o controle consegue estabelecer o valor de pico desejado que é aproximadamente 180 V. As Figuras 5.37 e 5.38 apresentam o resultado desejado. A conexão de novas cargas leva a variações na corrente de saída do subsistema do arranjo fotovoltaico, entretanto, como o controle é PQ constante, essa corrente passa por transitórios e retorna ao valor nominal para radiação solar igual a 1.000 W/m^2 . Enquanto que, a corrente de saída no subsistema de PEMFCs varia conforme a solicitação de potência ativa e reativa no barramento de carga.

Assim como nos outros cenários foi verificada a conformidade da tensão medida no ponto de acoplamento comum. Na conexão da carga #1, ocorre interrupção momentânea de tensão em $t=0,25 \text{ s}$, registrando 0,038 p.u de tensão em um único ciclo no PAC. Também é registrado afundamento momentâneo de tensão entre 0,267 s e 0,484 s (217 ms – 13 ciclos). Vale lembrar que o arranjo fotovoltaico somente é conectado ao barramento em $t = 0,70 \text{ s}$, o que explica a interrupção momentânea de tensão, já que somente o subsistema da PEMFC está fornecendo potência ativa no momento da partida do sistema. Em comparação com o subsistema do arranjo fotovoltaico, o subsistema da PEMFC é lento para responder variações de carga. Isso se deve principalmente à lentidão na cinética das reações químicas.

Na conexão da carga #6, foi identificado afundamento momentâneo de tensão entre 2,783 s e 2,833 s (50 ms – três ciclos) com a tensão no PAC entre 0,86 e 0,89 p.u do valor de referência. Na conexão da carga #3, o afundamento ocorre entre 4,017 s e 4,15 s (133 ms – oito ciclos) com a tensão assumindo valores entre 0,77 e 0,89 p.u. Entre $t = 5,766 \text{ s}$ e $t = 5,917 \text{ s}$ (151 ms – nove ciclos), após a conexão da carga #2, registra-se afundamento momentâneo de tensão no PAC, com valores entre 0,80 e 0,87 p.u.

Após a conexão da carga #4, registrou-se afundamento momentâneo de tensão entre 7,467 s e 7,017 s (450 ms – 27 ciclos), com a tensão variando entre 0,73 e 0,88 p.u do valor de referência. Essa foi uma das maiores durações de afundamento de tensão. Quanto maior a carga conectada ao barramento, maior é o tempo que a tensão leva para atingir o valor de regime permanente.

Foi verificado o desempenho do sistema híbrido quanto ao aproveitamento da potência total produzida, entre os instantes $t = 5 \text{ s}$ e $t = 11,2 \text{ s}$, obtendo 95,2%. Isso significa que 4,8% da potência ativa total produzida no sistema foi dissipada nas unidades de condicionamento de potência na simulação desse cenário.

5.3.4 Considerações Finais

Os resultados das simulações apresentados neste capítulo tem o objetivo de exemplificar possíveis cenários de funcionamento do sistema híbrido. Devido ao isolamento do sistema, faz-se necessário o controle de acesso de cargas ao barramento, garantindo que cargas com níveis hierárquicos maiores sejam atendidas sempre que o acesso seja solicitado e haja potência disponível.

Analisando as variáveis de saída, conclui-se que o controle é eficaz para o sistema híbrido isolado. O primeiro cenário mostrou o funcionamento do sistema quando da variação de radiação solar, provando que o conjunto de PEMFCs consegue suprir a demanda não atendida pelo arranjo fotovoltaico, atuando como fonte secundária. Nos dois últimos cenários, foram testadas as estratégias de controle de acesso de cargas ao barramento. Por meio da análise destes cenários, comprovou-se a eficiência e a adequação do controle implementado.

6 CONCLUSÕES

Essa dissertação apresentou a modelagem e controle de um sistema híbrido isolado baseado em arranjo fotovoltaico e células a combustível do tipo PEM. O desenvolvimento do sistema híbrido foi realizado por partes, sendo a estratégia de controle definida após a modelagem das fontes renováveis presentes no sistema.

Inicialmente, concentrou-se na modelagem do módulo fotovoltaico, apresentada no Capítulo 2. O módulo fotovoltaico escolhido, LDK-230P-20 da LDK Solar, foi modelado no *software* PSCAD com os parâmetros fornecidos pela folha de dados do fabricante e outros obtidos no artigo publicado por Rahman e outros (2013). Com a modelagem implementada foram alcançados bons resultados, tanto qualitativos como quantitativos. A média do erro relativo, calculado ponto a ponto, entre as curvas apresentadas na folha de dados do fabricante e as curvas geradas na simulação para diferentes radiações solares está abaixo de 1,5%. Além disso, os erros encontrados para a tensão, a corrente e a potência no MPP estão abaixo de 4%, representando a adequação do modelo para operação no ponto de máxima potência, independente da radiação solar aplicada.

Em seguida, deu-se início à modelagem da célula a combustível do tipo PEM, a CaC SR-12 500 W do Avista Labs, que pode ser conferida no Capítulo 3. Essa fonte renovável foi escolhida por apresentar alta confiabilidade, eficiência e qualidade de energia em regime permanente, além de ser indicada para operação em temperaturas mais baixas. Além disso, apresenta resposta mais rápida a variações de carga, se comparadas a outros modelos de célula a combustível. O modelo implementado no PSCAD utiliza circuitos equivalentes que emulam as perdas por ativação, as perdas ôhmicas, as perdas de concentração e o efeito da dupla camada eletroquímica, considerando suas características termodinâmicas e eletroquímicas.

Foram obtidos resultados para as curvas V_{xI} e P_{xV} a partir do modelo em PSCAD da PEMFC estudada, que foram comparados à média dos dados experimentais (WANG, 2006) a fim de verificar a adequação do modelo. Além disso, foram apresentadas as respostas transitórias mediante variações de carga em curtos e em longos intervalos de tempo, que também foram confrontadas com a média dos dados experimentais. Os resultados qualitativos obtidos são considerados satisfatórios para a representação da PEMFC em estudo. Calculando-se os erros relativos ponto a ponto para a curva V_{xI} e P_{xV} foram encontrados os valores de 1,26% e 4,22%, evidenciando a concordância do modelo com o comportamento

real da célula a combustível. Também foi analisada a variação da temperatura de operação da célula a combustível, encontrando-se erro médio igual a 1,68 K entre o modelo e os dados experimentais.

Conforme explicitado na Seção 3.3.2, a CaC apresenta três regiões de operação caracterizadas pela perda característica mais significativa em cada região. Observou-se então o comportamento das resistências que representam as perdas características no modelo implementado em PSCAD, mediante a variação da corrente solicitada nos terminais da célula, sendo possível identificar as regiões de ativação, ôhmica e de concentração. A região ôhmica é a região de interesse para operação de célula a combustível sendo compreendida entre 5 e 22,5 A. Foi constatado que o rendimento da célula a combustível decai com o aumento da temperatura e da corrente solicitada em seus terminais.

O Capítulo 4 apresentou a modelagem completa do sistema híbrido, com exceção do controle de acesso ao barramento de carga. Nesse capítulo, foram dadas as características das fontes renováveis utilizadas no sistema híbrido, bem como do conversor *buck*, dos filtros LCL, dos inversores e controles utilizados nas simulações. Foram definidas as configurações série-paralelo tanto do arranjo fotovoltaico como da célula a combustível, a fim de definir suas potências nominais e, a partir dessa informação, dimensionar as unidades de condicionamento de potência.

Finalmente, no Capítulo 5, foi descrito o funcionamento do controle de acesso ao barramento de cargas, as cargas utilizadas em simulação e seu nível hierárquico. O controle de acesso ao barramento de cargas envolve duas etapas, sendo que a primeira verifica a prioridade das cargas e a segunda verifica a potência disponível, tanto ativa quanto reativa, para conexão da carga ao barramento. A fim de verificar a conformidade do controle proposto, o sistema híbrido modelado foi submetido a três cenários diferentes.

No sistema fotovoltaico, o conversor *buck* atuou na regulação da tensão de saída do arranjo fotovoltaico com a utilização do algoritmo de MPPT existente no PSCAD. O ponto de máxima potência para as radiações solares aplicadas ao sistema híbrido assume valores entre 1.020 e 1.040 V. Além disso, o controle de potência ativa e reativa, baseado na teoria PQ, se mostrou eficiente, fornecendo sempre a potência ativa máxima gerada pelo arranjo fotovoltaico.

Devido à intermitência do arranjo fotovoltaico, o conjunto de PEMFCs assumiu a partida do sistema híbrido isolado. Quando o arranjo fotovoltaico é conectado ao PAC, o subsistema de PEMFCs aguarda a solicitação de potência exceder a potência gerada pelo

arranjo. No caso de haver potência excedente gerada pelo arranjo fotovoltaico, o banco de resistores atua na dissipação, evitando que o sistema entre em colapso.

Os filtros LCL, conectados a saída de ambos os inversores, garantiram a saída de tensão senoidal para as cargas. Apesar das variações na tensão e correntes medidas na saída dos inversores, o controle conferiu estabilidade ao sistema. Dessa forma, considerou-se o controle implementado nos inversores, adequado ao funcionamento do sistema híbrido.

No Cenário I, foram analisados os efeitos da variação da radiação solar sobre o sistema híbrido quando a carga conectada suprida pelo sistema totalizava 33 kW. Os valores de radiação solar incidente testados estavam entre 700 e 1.150 W/m². Assim como esperado, à medida que a potência produzida pelo arranjo fotovoltaico diminuía, a potência produzida pelo conjunto de PEMFCs aumentava e vice-versa. Também no Cenário I, verificou-se o modo como o MPPT atua sobre a tensão de saída do arranjo fotovoltaico. Observou-se que se a potência fornecida pelo arranjo fotovoltaico aumentava, isto é, há aumento da corrente fornecida pelo arranjo fotovoltaico, a tensão primeiramente era reduzida pelo algoritmo de condutância incremental e depois oscilava em torno do ponto de máxima potência. O contrário também foi verificado. No Cenário I, foram evidenciadas Variações Momentâneas de Tensão de Curta Duração, classificadas de acordo com o Módulo 8 do PRODIST. Quando a radiação solar passou de 850 para 700 W/m², houve Afundamento Momentâneo de Tensão, entre os instantes $t = 5,083$ s e $t = 5,183$ s com 100 ms de duração (seis ciclos), com a tensão medida variando entre 0,87 e 0,89 p.u. Já quando a radiação solar passou de 700 para 850 W/m², houve Elevação Momentânea de Tensão com duração de 67 ms (quatro ciclos) entre $t = 6,183$ s e $t = 6,25$ s com a tensão medida variando entre 1,1 e 1,11 p.u. Quanto ao aproveitamento da potência gerada pelo sistema híbrido, atingiu-se rendimento de 96,22%.

Já no Cenário II, foi observado o desempenho do controle de acesso de cargas ao barramento no que tange a rejeição de carga, bem como os impactos nas variáveis de interesse. Foi evidenciado o correto funcionamento do controle proposto, tanto na etapa de verificação da hierarquia de cargas quanto na etapa de avaliação de potência disponível para conexão de novas cargas. Nesse cenário também foram observadas Variações Momentâneas de Tensão, sendo a de maior duração um Afundamento Momentâneo de Tensão com 416,6 ms de duração (25 ciclos) com a tensão medida no PAC variando entre 0,74 e 0,88 p.u, posterior ao instante de conexão da carga #5. O rendimento do sistema híbrido quanto ao aproveitamento de potência nesse cenário atingiu 95,9%.

No Cenário III, foi testada a situação de acesso simultâneo por cargas de mesmo nível hierárquico e de diferentes níveis hierárquicos. A radiação solar e a temperatura foram mantidas constantes em 1.000 W/m^2 e $25,02 \text{ }^\circ\text{C}$, enquanto eram conectadas novas cargas ao sistema híbrido. Este foi o único cenário em que se registrou interrupção momentânea de tensão medida no PAC. Isto ocorreu na conexão da carga #1 durante um único ciclo em $t = 0,25 \text{ s}$, não prejudicando o funcionamento posterior do sistema. A Variação Momentânea de Tensão de maior duração ocorreu posteriormente à conexão da carga #4 ao barramento, sendo um Afundamento de Tensão com a tensão variando entre 0,73 e 0,88 p.u durando 450 ms (27 ciclos). O rendimento para o aproveitamento de potência gerada pelo sistema híbrido no Cenário III atingiu 95,2%.

A respeito de trabalhos futuros, o tema não se encontra esgotado, podendo ser inseridas melhorias no sistema híbrido apresentado. Uma delas, por exemplo, seria a inserção de novas fontes no sistema híbrido, como a fonte eólica, para averiguar o comportamento dessas fontes em conjunto inserindo as modificações necessárias ao controle.

Ainda, há a possibilidade da modelagem e conexão de um banco de baterias ao sistema híbrido, evitando a dissipação de potência do arranjo fotovoltaico por banco de resistores. Outra alternativa, seria a substituição do banco de resistores por um eletrolisador, para produção de hidrogênio e posterior armazenamento. Com a possibilidade de armazenamento, seria necessária a modelagem de um tanque finito de hidrogênio.

7 REFERÊNCIAS

AHMED, N. A.; AL-OTHMAN, A. K.; ALRASHIDI, M. R., “**Development of an efficient utility interactive combined wind/photovoltaic/cell power system with MPPT and DC bus voltage regulation**”, Electric Power Systems Research Journal, Elsevier, 2010. Meio eletrônico.

ANEEL, 2012. **Resolução Normativa nº 482**. 17 de Abril de 2012.

ANEEL, 2016. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo I – Introdução**, Revisão 9. 1º mar 2016.

AREDES, M., “**Active Power Line Conditioners**”, Thesis, Technische Universität Berlin, 1996. Meio eletrônico.

AKKINAPRAGADA, N., “**Dynamic Modeling and Simulations of Solid Oxide Fuel Cells for Grid-tied Applications**”, Dissertação. (Master of Science in Electrical Engineering) – University of Missouri-Rolla, 2007.

ANDÚJAR, J.M. SEGURA, F., “**Fuel Cells: History and updating. A walk along two centuries**”, Renewable and Sustainable Energy Reviews Journal, Elsevier, v. 13, p. 2309-2322, 2009.

BANCO CENTRAL DO BRASIL, “**Copom reduz taxa Selic para 8,25% ao ano**”, 2017. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/pt-br/#!/c/notas/16260>>. Acesso em: 12 set 2017.

CÂMARA, C. F., “**Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica. Monografia. Pós-Graduação em Fomas Alternativas de Energia**”, Universidade Estadual de Lavras, Lavras-MG, 2011.

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica de Salvo Brito - Grupo de Trabalho de Energia Solar – GTES, “**Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**”, CRESESB, 2004.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, “**Avaliação de sistemas híbridos com energia fotovoltaica para o Lote III do Projeto de Referência da Eletrobras Distribuição Acre (EPE-DEE-NT-027/2014-r0)**”, Rio de Janeiro, 2014. Meio eletrônico.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, “**Boletim Técnico: Previsões de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2016-2020**”, 6 abr. 2017. Meio eletrônico.

FURLAN, A.L., “**Análise Comparativa de Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica Fotovoltaica por meio de Baterias e Hidrogênio em Localidades Isoladas na Região Amazônica**”. 2008. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2008.

GHOSH, P.C.; EMONTS, B.; JANBEN, H.; MERGEL, J.; STOLTEN, D., “**Ten years of operational experience with a hydrogen-based renewable energy supply system**”, Solar Energy Journal, v.75, p.469-478, 2003. Meio eletrônico.

GREENPRO, “**Energia Fotovoltaica: manual sobre tecnologias, projecto e instalação**”, 2004. Meio Eletrônico.

HAUKE, B., “**Basic Calculation of a Buck Converter’s Power Stage**”, Application Report – Texas Instruments: Low Power DC/DC Applications, 2015. Meio eletrônico.

HIDAKA, Y.; KAWAKARA, K., “**Modeling of Hybrid System of Photovoltaic and Fuel Cell For Operational Strategy In Residencial Use**”, 47th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2012. Meio eletrônico.

IEA – *International Energy Agency*, “**Report IEA: 2016 Snapshot of Global Photovoltaic Markets**”, 2017.

IEC – *International Electrotechnical Comission*, “**White Paper: Electrical Energy Storage**”. 2011. Disponível em: <<http://www.iec.ch/whitepaper/pdf/iecWP-energystorage-LR-en.pdf>>. Acesso em: 2 mar 2017.

INCAPER – Instituto Capixaba de Pesquisa, Assistência Técnica e Extensão Rural, “**Gráficos da Série Histórica**”, Disponível em: <<https://meteorologia.incaper.es.gov.br/graficos-da-serie-historica-vitoria>> Acesso em: 24 mai 2017.

JAIN, S.; JIANG, J.; HUHANG, X.; STEVANDIC, S., “**Single Stage Power Electronic Interface for a Fuel Cell Based Power Supply System**”, IEEE Canada Electrical Power Conference, 2007.

JANUZZI, G. de M.; VARELLA, F. K. de O. M.; GOMES, R. D. M., “**Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede: Relatório Final**”, Campinas, 2009. Meio Eletrônico.

JIANG, Z., “**Power Management of Hybrid Photovoltaic – Fuel Cell Power Systems**”, IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006. Meio Eletrônico.

JOHNSON, B. A., “**Modeling and Analysis of a PV Grid-tied Smart Inverter’s Support Functions**”, Dissertação. (Master of Science in Electrical Engineering) – California State University, Maio, 2013. Meio eletrônico.

KOLHE, M.; AGBOSSOU, K.; HAMELIN, J.; BOSE, T.K., “**Analytical model for predicting the performance of photovoltaic array coupled with a Wind turbine in a stand-alone renewable energy system based on hydrogen**”, Renewable Energy Journal, v.28, p.727-742, 2003. Meio eletrônico.

LARMINE, D.; DICKS, A., “**Fuel Cell Systems Explained**”, 2nd edition, Nova York: Wiley, 2001.

LEHMAN, P.A.; CHAMBERLIN, C.E.; PAULETTO, G.; ROCHELEAU, M.A., “**Operating Experience with a Photovoltaic-Hydrogen Energy System**”, International Journal Of Hydrogen Energy, Vol. 22, p. 465-470, 1997. Meio eletrônico.

LIU, L.; MENG, X.; LIU, C., “**A Review of Maximum Power Point Tracking Methods of PV Power System at Uniform and Partial Shading**”, Renewable and Sustainable Energy Reviews Journal, Elsevier, 2016.

MARTINS, D. C.; BARBI, I., “**Eletrônica de Potência: Conversores CC-CC Básicos Não Isolados**”, 2 edição, Florianópolis, 2006.

MATOS, F.F.; SOUSA, C.V.; REZENDE, G.M.; TOLEDO, R.A.N.; SELEME JR, S.; SILVA, S.R., “**Projeto e Construção de Filtro LCL para Conversor PWM**”, Congresso Brasileiro de Automática, Bonito, v.17, p.1568-1575, set. 2010.

MIRANDA, F.C. R.; SZKLO, A.; SCHAEFFER, R., “**Technical –economic potencial of PV systems on Brazilian rooftops**”, Renewable Energy: An International Journal, v. 75, p. 694-713, 2015. Meio eletrônico.

MME – Ministério de Minas e Energia, “**Brasil lança Programa de Geração Distribuída com destaque para energia solar**”, Dez/2015. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/programa-de-geracao-distribuida-preve-movimentar-r-100-bi-em-investimentos-ate-2030>. Acesso em: 3 de maio de 2017.

MME – Ministério de Minas e Energia, “**Capacidade Instalada de Geração Elétrica Brasil e Mundo (2016)**”, Mai/2017. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/3580498/09+-+Capacidade+Instalada+de+Gera%C3%A7%C3%A3o+El%C3%A9trica+-+ano+ref.+2016+%28PDF%29/cbf8aa82-eea6-4141-9370-14022762785a;jsessionid=E7CFB0052D10E81D0EFBDF4A6801DB6.srv154?version=1.0>>. Acesso em: 12 de setembro de 2017.

NETL – *National Energy Technology Laboratory*, “**Fuel Cell Handbook**”, 7th edition, 2004.

PORTAL BRASIL, “**Aneel registra mais de 7,6 mil conexões de geração distribuída**”, Jan/2017. Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2017/01/aneel-registra-mais-de-7-6-mil-conexoes-de-geracao-distribuida>>. Acesso em: 3 de maio de 2017.

PSCAD – Visual Simulation for Power Systems, “**PSCAD X4 Online Help**”. Manitoba HVDC Research Centre, 2012.

RAHMAN, S. A.; VARMA, R. K.; VANDERHEIDE, T., “**Generalised model of a photovoltaic panel. IET Renewable Power Generation**”, v. 8, p. 217-229, 2014. Meio eletrônico.

RAJAPAKSE, A. D.; MUTHUMUNI, D., “**Simulation Tools for Photovoltaic System Grid Integration Studies**”, IEEE Electrical Power and Energy Conference, EPEC, 2009.

RASHID, M. H., **“Power Electronics: Circuits, Devices and Applications”**, 2^a ed. , Prentice Hall, 1999.

SAHU, B. K., **“A study on global solar PV energy developmetns and policies with special focus on top ten solar PV power producing countries”**, Renewable and Sustainable Energy Reviews Elsevier Journal, Vol. 43, p. 621-634. 2014. Meio eletrônico.

SAIFUL, I.; BELMANS, R., **“Grid independent photovoltaic fuel-cell hybrid system: Design and control strategy”**, 2005. Meio eletrônico.

SILVA, S.B., **“Dimensionamento ótimo de sistemas híbridos, com geração fotovoltaica e célula a combustível, para atendimento a comunidades isoladas na Amazônia”**, Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2010.

SOLAR POWER EUROPE, **“Global Market Outlook for Solar Power/2016-2020”**, 2015. Meio eletrônico.

VALVERDE, L.; PINO, F.J.; GUERRA, J.; ROSA, F., **“Definition, analysis and experimental investigation of operation modes in hydrogen-renewable-based power plants incorporating hybrid energy storage”**, Energy Conversion and Management Journal, v.113, p. 290 – 311. Elsevier. 2016. Meio eletrônico.

VILLALBA, G. A. O., **“Design & Development of Planar Solid Oxide Fuel Cell Stack”**, Tese de Pós-Doutorado. Dipartimento Energia – Politecnico di Torino, Itália. Junho, 2013. Meio eletrônico.

VILLALVA, M. G., **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações – Sistemas Isolados e Conectados à Rede**, Ed. Érica, 2^a edição. 2015.

WANG, C., **“Modeling and Control Of Hybrid Wind/Photovoltaic/Fuel Cell Distributed Generation Systems”**, Tese (Doctor of Philosophy in Engineering) – Montana State University, Julho, 2006. Meio Eletrônico.

WANG, Y. J.; HSU, P. C., **“Modelling of solar cells and modules using piecewise linear parallel branches”**, IET Renewable Power Generation, v.5, p.215-222. 2011. Meio eletrônico.

WATANABE, E. H., STEPHAN, R. M. e AREDES, M., **New Concepts Of Instantaneous Active and Reactive Powers in Eleltrical Systems with Generic Loads**. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 8, nº2 (Abril).

APENDICE A – PRODUÇÃO CIENTÍFICA

Durante a realização deste trabalho, o seguinte artigo foi aprovado:

NASCIMENTO, A. L., FARDIN, J. F., ENCARNAÇÃO, L. F., **“Validação de modelo de célula a combustível de membrana trocadora de prótons em ambiente PSCAD/EMTDC”**. In: XXXVI International Sodebras Congress, Dez. 2016, Belo Horizonte. Anais do XXXVI International Sodebras Congress. Meio eletrônico.

ANEXO A – FOLHA DE DADOS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO



POLYCRYSTALLINE MODULES LDK-230P-235P-20

ONTARIO
DOMESTIC
CONTENT
COMPLIANT



WHY LDK SOLAR MODULES

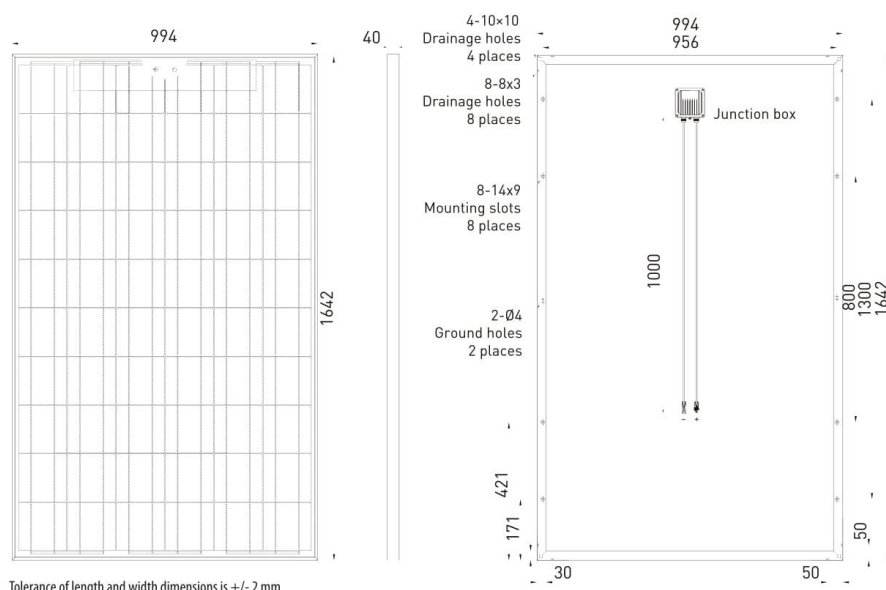
- Industry leading module power output warranty
- International quality, safety and performance certifications
- Modules manufactured in ISO 9001 certified factories
- High-reliability with guaranteed 0/+5 Wp peak power classification

WARRANTIES

- 10 years for product defects in materials & workmanship
- 12 years for 90% of warranted minimum power
- 25 years for 80% of warranted minimum power

CERTIFICATES

- IEC EN 61215, IEC EN 61730-1-2, CE Conformity
- UL 1703 2002/03/15 Ed:3 Rev:2008/04/08
- ULC/ORD-C1703-01 second edition 2001/01/01
- UL and Canadian standard for safety flat-plate
- ISO 9001:2008 Quality Management System
- CEC Listed: modules are eligible for California rebates
- PV CYCLE: voluntary module take back and recycling program
- MCS The Microgeneration Certification Scheme UK



ELECTRICAL CHARACTERISTICS (STC*)

TYPE		LDK-230P-20	LDK-235P-20
Nominal Output (Pmax)	[Wp]	230	235
Voltage at Pmax (Vmp)	[V]	29.3	29.5
Current at Pmax (Imp)	[A]	7.88	7.98
Open Circuit Voltage (Voc)	[V]	36.9	37.1
Short Circuit Current (Isc)	[A]	8.43	8.50
Power Classification Range	[Wp]	-0/+4.99	-0/+4.99
Tolerance on Nominal Output	[%]	+/-3	+/-3
Maximum System Voltage		IEC EN: 1000 V / UL: 600 V	
Cell Efficiency	[%]	15.75	16.09
Module Efficiency	[%]	14.09	14.40

STC* (Standard Test Conditions): Irradiance 1000 W/m², Module Temperature 25 °C, Air Mass 1.5**ELECTRICAL PERFORMANCE AT NOCT**

TYPE		LDK-230P-20	LDK-235P-20
Nominal Output (Pmax)	[Wp]	167	171
Voltage at Pmax (Vmp)	[V]	26.5	26.8
Current at Pmax (Imp)	[A]	6.30	6.38
Open Circuit Voltage (Voc)	[V]	34.2	34.4
Short Circuit Current (Isc)	[A]	6.82	6.88

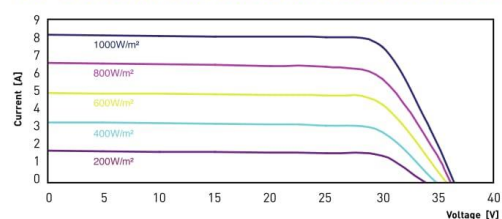
NOCT: Irradiance 800 W/m², Module Temperature 45 +/- 2 °C, Air Mass 1.5**TEMPERATURE CHARACTERISTICS**

TYPE	LDK-P-20 Series
NOCT**	45 +/- 2 °C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.45 %/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.33 %/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.06 %/°C
Maximum Series Fuse Rating	20 A
Operating Temperature	from -40 to +85 °C
Storage Temperature	from -40 to +60 °C

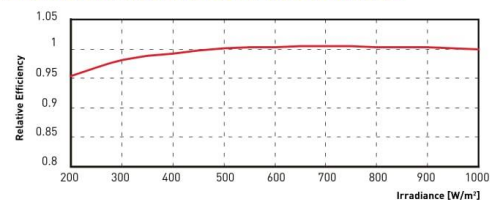
NOCT** (Nominal Operating Cell Temperature): irradiance 800 W/m², Air 20 °C, wind speed 1 m/s**MECHANICAL CHARACTERISTICS**

TYPE	LDK-P-20 Series
Solar Cells	60 (6x10) polycrystalline silicon solar cells 156 x 156 mm
Front Glass	3.2 mm thick, tempered glass / AR coating glass
Backsheet	TPT (Tedlar-PET-Tedlar) / BBF
Encapsulant	EVA (ethylene vinyl acetate)
Frame	Double-layer anodized aluminium alloy
Diodes	6 (3 x 2 in parallel) serviceable Bypass Diodes
Junction Box	IP65 rated
Connectors	MC4 or compatible connectors
Cables	Length: 1000 mm / Section: 4.0 mm ²
Dimensions	1642 x 994 x 40 mm / 64.64 x 39.13 x 1.57 in
Weight	19 kg / 41.9 lbs
Max. Load	Wind Load: 2400 Pa / Snow Load: 5400 Pa

LDK Solar reserves the right to make specifications changes without any prior notice. This data sheet complies with the EN 50380 requirements. V1 - February 2012 - © LDK Solar Limited. All rights reserved. E.&O.E.

I-V CURVE AT DIFFERENT IRRADIANCE LEVELS

Above graphics according to LDK-220P-20

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCEThe typical relative change in module efficiency at an irradiance of 200W/m² in relation to 1000W/m² (both at 25 °C and AM 1.5 spectrum) is less than 6%**PACKING CONFIGURATION**

TYPE	LDK-P-20 Series
Packing Configuration	25 pcs. / box
Quantity / Pallet	50 pcs. / pallet
Loading Capacity	700 pcs. / 40 ft (High Cube Container)

Partner:

info.canada@ldksolar.com
www.ldksolar.com